

André Luiz Prado Cechinel

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE  
DESEMPENHO PARA USINAS FOTOVOLTAICAS DE  
GRANDE PORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Departamento de  
Engenharia Elétrica e Eletrônica da  
Universidade Federal de Santa Catarina  
para a obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica  
Orientador: Lucas Rafael do  
Nascimento, Me.

Florianópolis  
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Cechinel, André Luiz Prado  
Comparação de metodologias de avaliação de  
desempenho para usinas fotovoltaicas de grande  
porte / André Luiz Prado Cechinel ; orientador,  
Lucas Rafael do Nascimento, coorientador, Ricardo  
Rüther, 2019.  
100 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar  
fotovoltaica. 3. Análise de desempenho. 4. Estudo  
comparativo. I. Nascimento, Lucas Rafael do. II.  
Rüther, Ricardo. III. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV.  
Título.

André Luiz Prado Cechinel

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE  
DESEMPENHO PARA USINAS FOTOVOLTAICAS DE  
GRANDE PORTE**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em  
sua forma final, pela Banca Examinadora

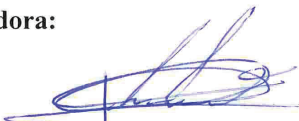
Florianópolis, 5 de fevereiro de 2019.



---

Prof. Jean Viane Leite, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



---

Lucas Rafael do Nascimento, Me.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Prof. Ricardo Rüther, PhD.  
Coorientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Prof. Hans Helmut Zürn, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Profa. Juliane Silva de Almeida, Me.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado à minha família. Sem seu suporte, nada disso seria possível.



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Luiz Antônio e Fabiola, por todo o suporte durante minha trajetória estudantil. Este trabalho é o culminar de anos de incentivo e seria injusto não o dedicar a eles.

Em segundo lugar, agradeço à minha irmã, Maria Alice, por ser minha eterna referência de competência e talento. Se eu me permiti sonhar alto, é porque você me mostrou que eu podia.

Agradeço também aos meus amigos e colegas de laboratório, por toda sua paciência e apoio para que eu pudesse sempre fazer meu melhor, em especial, aos grandes amigos Rafael Antunes, Pedro Veríssimo, Marília Braga, Álvaro Della Justina, Anelise Medeiros e Aline Kirsten.

Agradeço também ao professor Ricardo Ruther e ao mestre Lucas Nascimento, pelo incondicional apoio e pela fé em mim e em meu trabalho. Mesmo nos momentos mais difíceis, sua confiança em mim permitiu que eu fizesse meu melhor.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que, de um jeito ou de outro, participaram dessa jornada. Sua presença foi notável e sua importância é inegável.

Agradeço também aos queridos professores e Hans Helmut Zurn e Juliane Silva de Almeida, pela disponibilidade em participar da avaliação deste trabalho.





*“Exhilarating, is it not? The power of the Sun!”*  
(Solaire of Astora, 2011)



## RESUMO

A certificação e o monitoramento de Usinas Fotovoltaicas (FV) de grande porte são etapas fundamentais para o controle de desempenho e para a saúde financeira deste tipo de empreendimento. No presente trabalho, são avaliadas duas diferentes metodologias de análise de desempenho de sistemas FV, estabelecidas em normativas internacionais: a Taxa de Desempenho (PR) e o Índice de Desempenho Energético (IDE). A análise será empregada no estudo de caso de um sistema fotovoltaico de 36 MWp com sistema de rastreamento de um eixo, instalada no município de Assu – RN, durante um período de dois meses. Utilizando as duas metodologias na análise de desempenho, é possível obter insumos a respeito da aplicabilidade de cada metodologia em grandes usinas, nos contextos de certificação e de monitoramento. O cálculo das figuras de mérito associadas a cada metodologia se dá através de criteriosa análise de dados de energia e irradiação. A análise da usina é realizada através de dados de potência gerada na saída do inversor, permitindo analisar individualmente o desempenho de inversores. Esta análise individual também é feita para nove inversores de mesma potência instalada em três diferentes áreas da usina. Os dados medidos são comparados com dados obtidos no processo de certificação da usina, os quais são obtidos através de bancos de dados históricos aplicados ao software de simulação PVsyst. Através da análise, constata-se que o modelo de simulação e o banco de dados utilizado subestimam as perdas reais do sistema, tendo em vista que os valores medidos de energia são até 5% menores que os valores esperados. Os resultados medidos de PR também são sistematicamente inferiores aos valores esperados, embora mais próximos que os resultados de IDE – 3 e 5%, respectivamente. O resultado de PR previsto para o período é de 85%, enquanto o resultado de PR medido é de 79%, essa diferença se deve às perdas consideradas no modelo de simulação. Os valores medidos de irradiação foram consideravelmente maiores que os valores previstos, com uma diferença total de 50 kWh/m<sup>2</sup> (15%) para o período analisado. Os resultados corroboram com o uso do IDE para a certificação de grandes usinas, embora análises mais completas sejam necessárias para a obtenção de conclusões mais sólidas.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica. Taxa de Desempenho. Índice de Desempenho Energético. Certificação.



## ABSTRACT

The certification and monitoring of large scale Photovoltaic (PV) Plants are essential steps in controlling the performance and financial health of this type of project. In the present paper, two different performance methodologies of PV systems established in international norms are evaluated: the Performance Ratio (PR) and the Energy Performance Index (IDE). The analysis will be employed in the case study of a 36 MWp photovoltaic system with a single axis tracking system, installed in the city of Assu - RN, over a period of two months. By using the two methodologies in the performance analysis, it is possible to obtain insights regarding the applicability of each methodology in large plants, in both certification and monitoring contexts. The calculation of the figures of merit associated to each methodology is given through careful analysis of energy and irradiation data. The analysis of the power plant is performed through the power data generated at the output of the inverter, allowing the individual performance of inverters to be evaluated. This individual analysis is also done for nine inverters with the same installed power in three different areas of the plant. The measured data is compared to data obtained in the plant certification process, which is obtained through historical databases applied to the PVsyst simulation software. Through the analysis, it is verified that the simulation model and the selected database underestimates the actual losses of the system, considering that the measured values of energy are up to 5% lower than the expected values. The measured results of PR are also systematically lower than the expected values, although closer than the results of IDE - 3 and 5%, respectively. The expected PR result for the period is 85%, while the measured PR result is 79%, this difference is due to the losses considered in the simulation model. Measured irradiation values were considerably higher than the predicted values, with a total difference of 50 kWh / m<sup>2</sup> (15%) for the analyzed period. The results corroborate with the use of IDE for the certification of large plants, although more complete analyzes are necessary to obtain more solid conclusions.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy. Performance Ratio. Energy Performance Index. Certification.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Visualização das componentes da irradiância solar, onde $G_0$ : irradiância extraterrestre; $G$ : irradiância global; $G_n$ : irradiância direta normal; $G_{dir}$ : irradiância direta; $G_{dif}$ : irradiância difusa.....	28
Figura 2 - Distribuição da irradiação global horizontal diária média ao longo do ano para o território brasileiro. ....	29
Figura 3 - Curva característica do módulo FV, onde $I_{sc}$ : corrente de curto circuito; $I_{mp}$ : corrente de máxima potência; $V_{oc}$ : tensão de circuito aberto; $V_{mp}$ : tensão de máxima potência; MPP: ponto de máxima potência. ....	32
Figura 4 - Curva de eficiência do inversor PSC - 1000MV - L - QC para diferentes valores de carregamento e de tensão. ....	33
Figura 5 - Curvas de geração diária para dois inversores com diferentes valores de carregamento. ....	34
Figura 6 - Comparação de desempenho energético esperado de três sistemas FV de mesma potência para três condições diferentes de rastreamento. ....	35
Figura 7 - Dados de irradiância de um dia típico utilizando diferentes resoluções temporais de aquisição. ....	36
Figura 8 - Eficiência de células FV de diferentes tecnologias em diferentes condições de irradiância. ....	38
Figura 9 - Resposta de diferentes tecnologias para diferentes comprimentos de onda. ....	39
Figura 10 - Comparação da irradiância observada por células FV suja ( $G_{dc}$ ) e limpa ( $G_{cc}$ ) para um dia típico e para uma determinada concentração de sujeira. ....	41
Figura 11 - Transmitância espectral para diferentes concentrações de sujeira depositada de forma homogênea. ....	41
Figura 12 - Efeito da temperatura na curva característica de um módulo de silício cristalino a $1000W/m^2$ .....	42
Figura 13 - Esquemático de obtenção de cada valor de energia.....	45
Figura 14 - Visão geral da usina FV analisada.....	47
Figura 15 - Divisão de áreas da usina.....	48
Figura 16 - Perfil diário médio de irradiância medida na usina para o período selecionado.....	51
Figura 17 - Perfil de irradiância global horizontal (IGH) e irradiância global inclinada (IGI) para o dia 30 de junho, onde o rastreador da estação solarimétrica operou corretamente. ....	59
Figura 18 - Perfil de irradiância global horizontal (IGH) e irradiância global inclinada (IGI) para o dia 18 de julho, onde o rastreador da estação	

solarimétrica encontrou-se parado na posição horizontal durante todo o dia.....	59
Figura 19 - Visão geral da usina com destaque para o sistema fotovoltaico conectado ao inversor 1 da SU 3.4.....	72



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo da potência FV instalada na usina.....	48
Quadro 2 - Valores diários de irradiação global horizontal (IGH) e irradiação global inclinada (IGI) para o período analisado. ....	58
Quadro 3 - Valores diários de irradiação global inclinada medidos e esperados, obtidos através de modelo matemático de simulação. Diferenças percentuais tomam os dados medidos como referência. ....	61
Quadro 4 - Valores mensais e totais de irradiação global inclinada medidos e esperados. Diferenças percentuais tomam os dados medidos como referência. ....	62
Quadro 5 – Valores diários de energia medida gerados pelas respectivas potências fotovoltaicas disponíveis consideradas na análise.....	63
Quadro 6 – Valores diários de energia esperada obtidos em simulação e corrigidos pelas respectivas indisponibilidades de potência fotovoltaica consideradas na análise. ....	64
Quadro 7 - Valores diários de energia medida e de energia esperada e respectiva diferença percentual, tomando os valores medidos como referência.....	65
Quadro 8 - Valores mensais e totais de energia medida e de energia esperada. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.....	66
Quadro 9 - Valores diários de energia medida por inversor para o mês de junho.....	67
Quadro 10 - Valores diários de energia medida por inversor para o mês de julho.....	68
Quadro 11 - Valores diários de energia esperada para o mês de junho para os inversores selecionados e respectivas diferenças percentuais entre os valores medidos. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.....	70
Quadro 12 - Valores diários de energia esperada para o mês de julho para os inversores selecionados e respectivas diferenças percentuais entre os valores medidos. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.....	71
Quadro 13 – Valores diários medidos e esperados de Performance Ratio para a usina. Diferenças tomam os valores medidos como referência. .	73
Quadro 14 - Valores mensais medidos e esperados de Performance Ratio para a usina. Diferenças tomam os valores medidos como referência. .	74
Quadro 15 - Valores medidos de PR por inversor no mês de junho. ....	74
Quadro 16 - Valores medidos de PR por inversor no mês de julho. ....	75

Quadro 17 - Valores esperados de PR por inversor e diferenças percentuais entre os valores medidos para o mês de junho. Diferenças tomam os valores medidos como referência. ....	76
Quadro 18 - Valores esperados de PR por inversor e diferenças percentuais entre os valores medidos para o mês de julho. Diferenças tomam os valores medidos como referência. ....	77
Quadro 19 - Valores mensais e totais de PR medida e esperada por inversor e respectivas diferenças entre valores. Diferenças tomam os valores medidos como referência. ....	78
Quadro 20 - Resultados diários obtidos de IDE e respectivos valores de energia medida e esperada utilizados no cálculo. ....	79
Quadro 21 - Resultados mensais obtidos de IDE e respectivos valores de energia medida e esperada utilizados no cálculo. ....	80
Quadro 22 - Resultados diários obtidos de IDE para os inversores selecionados para o mês de junho. ....	80
Quadro 23 - Resultados diários obtidos de IDE para os inversores selecionados para o mês de julho. ....	81
Quadro 24 - Resultados mensais obtidos de IDE para os inversores selecionados. ....	82
Quadro 25 - Resultados diários de IDE e de fração de PR. Diferenças tomam a fração de PR como referência. ....	83
Quadro 26 - Resultados mensais de IDE e de fração de PR. Diferenças tomam a fração de PR como referência. ....	84
Quadro 27 - Dados mensais medidos, esperados e previstos de irradiação, energia e PR para a usina. ....	84

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA – Corrente Alternada  
CC – Corrente Contínua  
FCI – Fator de Carregamento de Inversor  
FV – Fotovoltaica  
IDE – Índice de Desempenho Energético  
IEC – *International Electrotechnical Commission* (Comissão Eletrotécnica Internacional)  
IGH – Irradiância/Irradiação Global Horizontal  
IGI – Irradiância/Irradiação Global Inclinada  
INV - Inversor  
kWp – Kilowatt-pico  
MWp – Megawatt-pico  
POA – *Plane of array* (plano dos módulos)  
PR – *Performance Ratio* (Taxa de Desempenho)  
STC – *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Teste)  
SU – Subestação Unitária



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
1.1	OBJETIVOS .....	25
1.1.1	Objetivo geral .....	25
1.1.2	Objetivos específicos .....	25
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>27</b>
2.1	RECURSO SOLAR .....	27
2.1.1	Radiação Solar.....	27
2.1.2	Bancos de Dados Solarimétricos .....	28
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	30
2.2.1	Módulos Fotovoltaicos .....	30
2.2.2	Inversores.....	32
2.2.3	Sistema de Rastreamento .....	34
2.3	AQUISIÇÃO DE DADOS.....	35
2.4	DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	36
2.4.1	Fatores de Influência no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos .....	37
2.4.1.1	Irradiância .....	37
2.4.1.2	Espectro.....	38
2.4.1.3	Descasamento.....	39
2.4.1.4	Sombreamento .....	39
2.4.1.5	Sujeira .....	40
2.4.1.6	Temperatura .....	42
2.4.2	Figuras de Mérito.....	43
2.4.2.1	Taxa de Desempenho .....	43
2.4.2.2	Produtividade .....	44
2.4.2.3	Índice de Desempenho Energético .....	44
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>47</b>
3.1	USINA FOTOVOLTAICA.....	47
3.1.1	Escopo da Análise.....	49

3.2	DADOS UTILIZADOS .....	49
3.3	TRATAMENTO DE DADOS BRUTOS .....	50
<b>3.3.1</b>	<b>Irradiância.....</b>	<b>50</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Temperatura .....</b>	<b>51</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Potência.....</b>	<b>51</b>
3.4	INTEGRAÇÃO DOS DADOS BRUTOS .....	52
3.5	VALIDAÇÃO DOS DADOS INTEGRADOS.....	52
<b>3.5.1</b>	<b>Irradiação .....</b>	<b>53</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Energia.....</b>	<b>53</b>
3.5.2.1	Energia da Usina.....	54
3.6	CÁLCULO DAS FIGURAS DE MÉRITO .....	54
<b>3.6.1</b>	<b>Produtividade .....</b>	<b>54</b>
<b>3.6.2</b>	<b>Taxa de Desempenho .....</b>	<b>54</b>
<b>3.6.3</b>	<b>Índice de Desempenho Energético.....</b>	<b>55</b>
3.6.3.1	Energia Medida.....	55
3.6.3.2	Energia Esperada .....	55
3.6.3.3	Energia Prevista .....	55
3.6.3.4	Cálculo do Índice de Desempenho Energético .....	56
3.7	COMPARAÇÃO DAS FIGURAS DE MÉRITO.....	56
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>57</b>
4.1	IRRADIAÇÃO .....	57
4.2	ENERGIA.....	62
<b>4.2.1</b>	<b>Usina.....</b>	<b>62</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Inversor.....</b>	<b>66</b>
4.3	DESEMPENHO.....	72
<b>4.3.1</b>	<b>Taxa de Desempenho .....</b>	<b>72</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Índice de Desempenho Energético.....</b>	<b>78</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Comparação entre Metodologias.....</b>	<b>82</b>
4.4	RESULTADOS DE CERTIFICAÇÃO .....	84

<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>87</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR FV .</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FV ....</b>	<b>97</b>
	<b>ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO PIRANÔMETRO</b>	
	<b>.....</b>	<b>99</b>





## 1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica (FV) é uma fonte alternativa de energia cada vez mais presente na matriz energética nacional, com uma potência instalada que cresce exponencialmente a cada ano (SILVA, 2018). Com o crescimento da tecnologia no país e no mundo, o cenário propicia o investimento tecnológico e financeiro, através de projetos de pesquisa e programas de incentivo, resultando na criação de novos segmentos de mercado focados em energia solar FV.

Com a instalação das primeiras grandes usinas FV nacionais, é natural o surgimento de pesquisas interessadas em avaliar o real desempenho dos sistemas e como as figuras de mérito internacionalmente utilizadas se comportam em território nacional.

As usinas FV são submetidas a processos de certificação - realizados por entidades independentes especializadas - que envolvem a análise do recurso solar e do desempenho previsto do sistema, de modo a garantir sua produção energética. No contexto de análise de desempenho de sistemas FV, a figura de mérito mais representativa é a Taxa de Desempenho, ou *Performance Ratio* (PR), no entanto, uma outra figura de mérito se apresenta como possível solução, o Índice de Desempenho Energético (IDE) (IEC61724-3, 2016).

O presente trabalho visa analisar o desempenho de uma usina FV utilizando as duas figuras de mérito, de modo a verificar sua aplicabilidade no controle contratual de empreendimentos deste porte.

### 1.1 OBJETIVOS

#### 1.1.1 Objetivo geral

Analisar o desempenho de uma usina FV de 36 MWp CC, utilizando duas metodologias de análise de desempenho, comparando seus resultados com os valores de desempenho certificados.

#### 1.1.2 Objetivos específicos

- Avaliar os resultados obtidos de PR e IDE na base diária e mensal para a usina e para os inversores selecionados;
- Comparar as metodologias de PR e IDE para obter insumos válidos na escolha da metodologia apropriada para a análise de desempenho de grandes sistemas FV;

- Avaliar a confiabilidade do processo de certificação, comparando o desempenho da usina e o recurso solar.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 RECURSO SOLAR**

O Sol é uma figura central para a sobrevivência do ser humano, sendo a principal fonte de luz e calor no planeta, com um potencial energético praticamente infinito. Esse enorme potencial torna as formas de aproveitamento da energia solar extremamente atrativas.

#### **2.1.1 Radiação Solar**

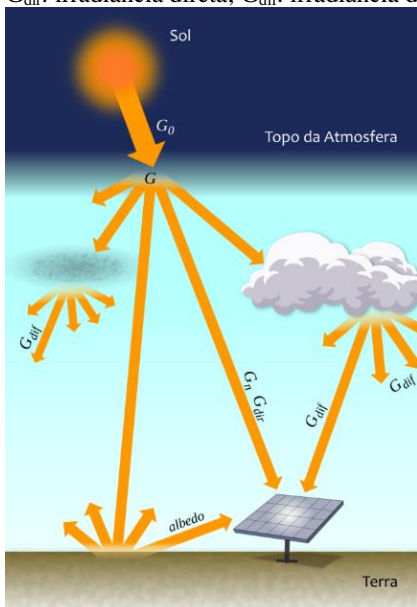
A energia solar é propagada na forma de ondas eletromagnéticas, que atingem a Terra com uma potência de aproximadamente 1366 W por metro quadrado de área iluminada, valor conhecido como irradiância extraterrestre (DE GOL et al, 1987). A irradiância observada na superfície da Terra possui um valor menor, devido a atenuações causadas pela atmosfera terrestre e pelo ângulo de incidência do sol. Em geral, a máxima irradiância na superfície terrestre possui valor de 1000 W/m<sup>2</sup>, correspondente à máxima incidência do sol sobre uma superfície horizontal, desconsiderando efeitos de atenuação. Valores maiores de irradiância podem ser observados, mas estão geralmente associados a efeitos atmosféricos, como o efeito de borda de nuvem, que provoca ampliação da irradiância devido à reflexão e espalhamento da irradiância solar nas bordas das nuvens (ALMEIDA et al, 2014).

A irradiância incidente no planeta é dividida em diferentes componentes, cujas definições estão associadas aos efeitos de atenuação aos quais as componentes estão sujeitas. A Figura 1 apresenta um detalhamento a respeito destas diferentes componentes.

A irradiância direta está associada à radiação entregue diretamente à superfície, já a difusa é o exato oposto, estando associada à radiação refletida entregue de forma indireta à superfície. O albedo está associado ao fenômeno de reflexão da própria superfície.

A irradiância global é sempre composta de diferentes parcelas destas componentes, sendo que a composição é variável com as condições do céu (VIANA, 2010). Em dias de céu limpo, a componente difusa é muito baixa, enquanto que para dias nublados, a componente direta é reduzida.

Figura 1 - Visualização das componentes da irradiância solar, onde  $G_0$ : irradiância extraterrestre;  $G$ : irradiância global;  $G_n$ : irradiância direta normal;  $G_{dir}$ : irradiância direta;  $G_{dif}$ : irradiância difusa.



Fonte: Pereira et al. (2017).

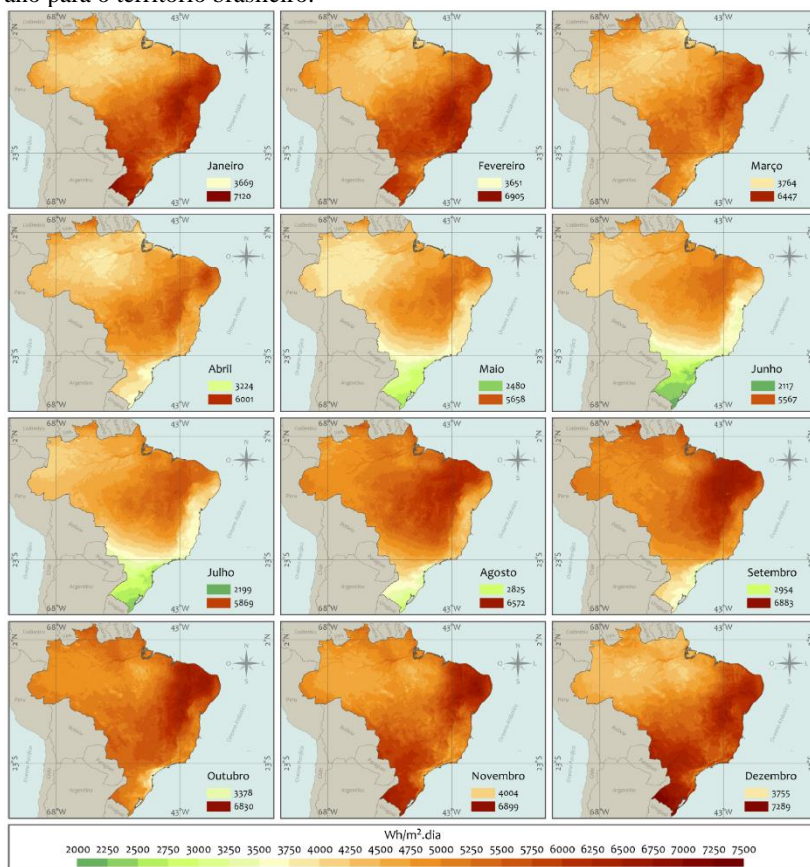
## 2.1.2 Bancos de Dados Solarimétricos

O recurso solar disponível em uma dada localidade é fortemente dependente das condições climáticas locais, como intensidade de nuvens e presença de gases atmosféricos (PEREIRA et al, 2017). Esta característica faz com que diferentes localidades possuam diferentes potenciais solarimétricos. Esta variabilidade pode ser observada na Figura 2, onde médias mensais dos valores diários de irradiação global horizontal são exibidos para todo o território nacional.

Embora já existam robustos sistemas de mapeamento do potencial solarimétrico, todo o conhecimento sobre este conteúdo é baseado em dados históricos medidos ao longo dos anos anteriores. Estes dados históricos são acumulados em bancos de dados complexos que permitem avaliar o recurso solar, bem como as demais condições climáticas de uma determinada localidade. Diferentes bancos de dados possuem diferentes metodologias de aquisição, tratamento e validação dos dados. Para regiões onde não há medição direta do recurso solar, também é utilizada

a prática de realizar interpolação de dados de estações ou de satélites próximos, afim de obter dados representativos para a região (VIANA, 2010).

Figura 2 - Distribuição da irradiação global horizontal diária média ao longo do ano para o território brasileiro.



Fonte: Pereira et al. (2017)

Como os bancos de dados utilizam diferentes meios de aquisição de dados e diferentes períodos de análise, é comum observar medidas diferentes para uma mesma localidade. Isto pode resultar em grandes incertezas, encorajando o uso de diferentes bancos de dados para uma mesma análise. É comum referir-se a bancos de dados como otimistas ou

conservadores, com base em como suas medidas históricas se relacionam com valores medidos em campo.

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O princípio fundamental da energia solar FV é o efeito fotovoltaico, que consiste na produção de corrente elétrica, quando um material semicondutor com propriedades específicas é excitado pelos fótons presentes na luz. As células fotovoltaicas são compostas por diferentes materiais semicondutores que, quando expostos à luz, transferem a energia dos fótons para elétrons de sua camada de valência. Com suficiente energia, o elétron pode saltar a zona proibida da junção PN do material, entrando na camada de condução. Ao cair no campo elétrico inerente à junção PN, o elétron cria uma corrente elétrica contínua, produzindo energia (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Como a produção de energia se baseia apenas na conversão elétrica, sem necessidade de consumo de combustíveis, a tecnologia se apresenta como uma fonte de energia limpa. Além disso, sua alta confiabilidade e baixa manutenção, tornam a tecnologia extremamente vantajosa, quando comparada com outras fontes alternativas (PINHO e GALDINO, 2014).

Embora sistemas FV demandem áreas consideráveis para gerar potências similares a outras fontes primárias de energia, estes sistemas são extremamente versáteis, podendo ser adaptados a diferentes condições de instalação, podendo, até mesmo, tornar-se uma fonte complementar de energia. No Brasil, uma parcela considerável da potência FV instalada se encontra integrada a edificações, com sistemas posicionados em telhados residenciais, comerciais e até mesmo em fachadas de prédios (SILVA et al, 2018). Apesar disso, existe uma parcela considerável de sistemas isolados, isto é, sistemas sem conexão à rede elétrica, instalados, tanto em ambientes reclusos, como ilhas ou comunidades isoladas, como em ambientes urbanos, fazendo uso de sistemas de armazenamento em baterias.

### 2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos FV são componentes essenciais para sistemas FV. Tratam-se de conjuntos de células FV conectadas eletricamente e encapsuladas em molduras que garantem mais resistência às células e uma produção energética superior. Módulos FV podem se apresentar de diferentes formas, dependendo de diversas características de fabricação,

como tecnologia empregada na fabricação da célula, quantidade de células associadas e tipo de encapsulamento.

As células FV podem ser fabricadas utilizando diferentes materiais semicondutores, estando divididas em dois grandes grupos: células de silício cristalino e células de filme fino. As células de silício cristalino estão entre as mais eficientes já produzidas, contudo devido a um uso mais intenso e com poucas possibilidades de economia do material semicondutor, apresentam menor potencial de redução de custos de sua fabricação. Células de filme fino, como o nome indica, possuem células consideravelmente menos espessas, propiciando um menor uso de material em sua fabricação e um maior potencial de redução de custos. Embora grande parte dos módulos de filme fino possuam eficiências menores quando comparados a módulos de silício cristalino (VILLALVA e GAZOLLI, 2012), algumas tecnologias, como a de Telureto de Cádmio, já atingiram níveis equivalentes de eficiência.

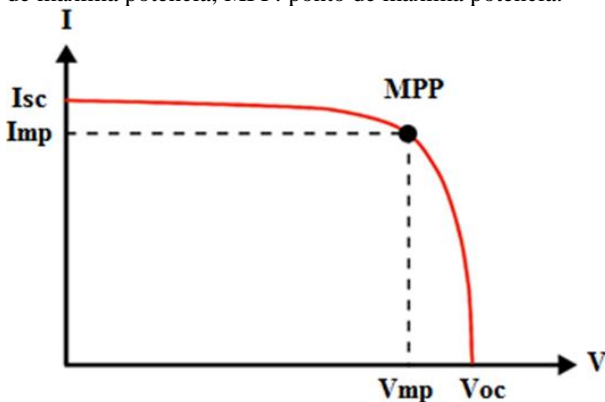
As características elétricas dos módulos FV estão diretamente relacionadas aos arranjos elétricos das células e suas próprias características elétricas. Diferentes tipos de células podem apresentar diferentes valores de tensão e corrente e o mesmo pode ser dito para os módulos. A conexão em série e paralelo das células FV promovem aumentos consideráveis da potência total do módulo. De modo análogo, as conexões em série e paralelo de módulos FV resultam em diferentes configurações elétricas de sistemas FV. As conexões elétricas de módulos em série são comumente denominadas de *strings*, e as conexões em paralelo destas *strings* costumam ser realizadas dentro de quadros elétricos denominados de *stringboxes*. As *stringboxes* também costumam contar com dispositivos de proteção, medição e de seccionamento dos circuitos, sendo muito importantes para sistemas FV de grande porte.

A potência elétrica máxima do módulo FV está diretamente relacionada com suas demais características elétricas, isto é, com sua corrente e com sua tensão (BUHLER, 2007). Estas características não são constantes, variando com base nas condições climáticas incidentes sobre o módulo, mas ambas estão relacionadas e dependem uma da outra. A relação entre as duas grandezas pode ser observada na curva característica dos módulos, conforme Figura 3.

A curva característica descreve a faixa de operação das características elétricas do módulo. Embora o ponto de máxima potência seja o ponto de máxima eficiência do módulo, é possível que o módulo opere em outros pontos da curva característica, resultando em potências menores, mas com corrente ou tensão mais adequadas para a dada situação (BUHLER, 2007). A eficiência dos módulos FV é uma medida

direta da potência por metro quadrado de módulo, baseado na irradiação padrão entregue pelo Sol, isto é,  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Figura 3 - Curva característica do módulo FV, onde  $I_{sc}$ : corrente de curto circuito;  $I_{mp}$ : corrente de máxima potência;  $V_{oc}$ : tensão de circuito aberto;  $V_{mp}$ : tensão de máxima potência; MPP: ponto de máxima potência.



Fonte: Deschamps (2015).

### 2.2.2 Inversores

Inversores são equipamentos eletrônicos responsáveis por converter a energia CC produzida pelo sistema FV em energia CA, possibilitando que o sistema possa ser conectado à rede elétrica ou que ele alimente cargas em corrente alternada (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Inversores possuem diferentes topologias e características elétricas e, para serem utilizados, precisam ser selecionados levando em consideração a tensão e a frequência da rede elétrica, bem como as características do sistema FV, como sua potência e sua tensão de operação (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Os inversores podem possuir a tecnologia de rastreamento do ponto de máxima potência, impondo valores de tensão e corrente ao sistema, garantindo que as séries de módulos FV (*strings*) operem com potências próximas ao valor máximo. No entanto, como a caracterização de módulos FV é realizada em condições STC – que dificilmente são obtidas em campo, as potências nominais dos módulos FV não costumam ser atingidas. Com base nesta característica, é comum o uso de inversores com um alto FCI (Fator de Carregamento de Inversor), conforme definido na Equação 1 (DESCHAMPS, 2018).



Inversores sobrecarregados, isto é, com FCI superior a 100%, são comumente empregados visando a otimização da geração de energia (WATZKO, 2017).

$$FCI = \frac{P_{CC}}{P_{CA}} \quad (1)$$

Onde:

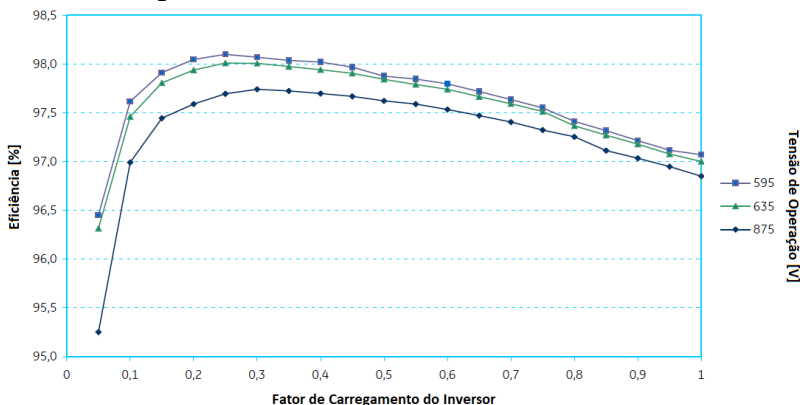
FCI = Fator de Carregamento de Inversor [adimensional];

$P_{CC}$  = Potência pico CC do sistema fotovoltaico associado ao inversor [kWp];

$P_{CA}$  = Potência nominal CA do inversor fotovoltaico considerado [kWp].

A eficiência dos inversores está relacionada com a perda energética associada ao processo de conversão de energia. Quando o inversor atinge seus limites máximos de potência CA, ocorre a saturação, provocando uma queda na eficiência (DESCHAMPS, 2018). A Figura 4 apresenta a relação entre a eficiência do inversor com relação ao carregamento.

Figura 4 - Curva de eficiência do inversor PSC - 1000MV - L - QC para diferentes valores de carregamento e de tensão.

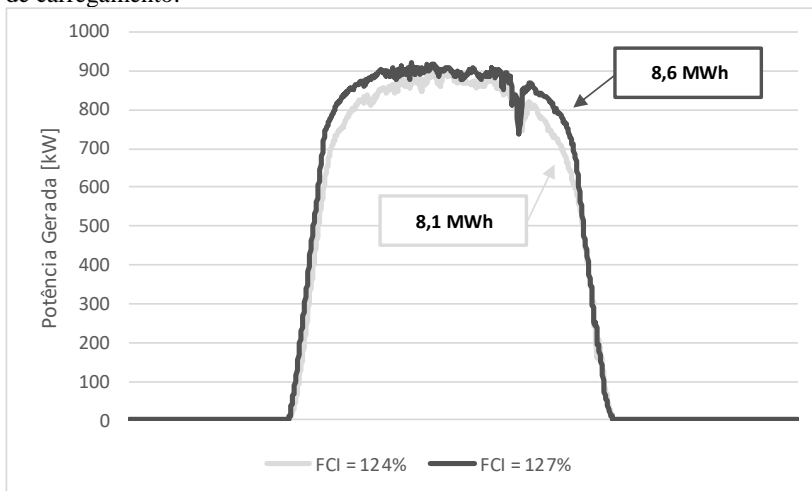


Fonte: Adaptado de General Electric (2012).

Outro aspecto essencial é a relação entre a tensão de operação do sistema FV e a eficiência do inversor. Fica visível que tensões de operação maiores resultam em perdas de eficiência maiores. No entanto, embora

haja um aumento de energia perdida, a operação com saturação e com tensões elevadas permite a obtenção de níveis mais elevados de energia, conforme apresenta a Figura 5.

Figura 5 - Curvas de geração diária para dois inversores com diferentes valores de carregamento.



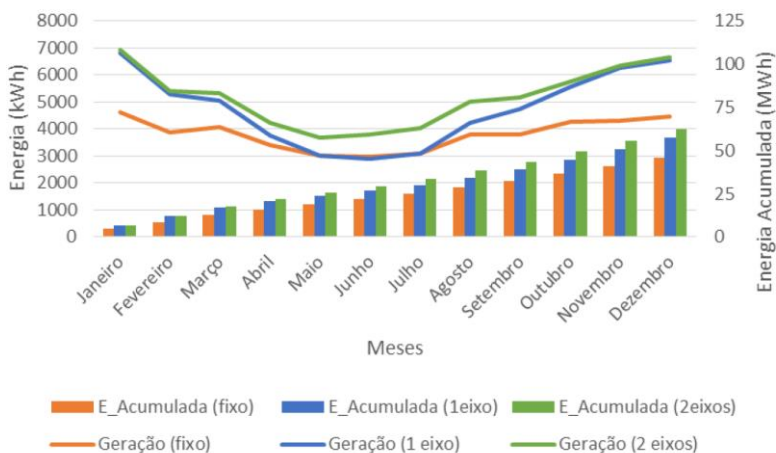
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

### 2.2.3 Sistema de Rastreamento

De modo a otimizar o desempenho de sistemas FV, pode-se fazer uso de sistemas de rastreamento, que permitem que os módulos FV estejam sempre perpendiculares à irradiância direta, garantindo um desempenho maior do sistema e reduzindo perdas ocasionadas por reflexão (VIANA, 2010).

Sistemas de rastreamento são classificados com base na quantidade de eixos móveis. Sistemas de um eixo realizam o rastreamento do Sol tipicamente alterando o ângulo azimutal, isto é, o ângulo de orientação em relação ao norte geográfico. Sistemas de dois eixos podem variar os dois ângulos simultaneamente (azimutal e inclinação). Embora sistemas de dois eixos garantam eficiências melhores, seus elevados custos e alta necessidade de espaço, tornam-no uma alternativa menos interessante que sistemas de apenas um eixo (VERÍSSIMO, 2017). A Figura 6 apresenta uma relação de desempenho para sistemas de mesma potência com diferentes tipos de rastreamento.

Figura 6 - Comparação de desempenho energético esperado de três sistemas FV de mesma potência para três condições diferentes de rastreamento.



Fonte: Veríssimo (2017).

## 2.3 AQUISIÇÃO DE DADOS

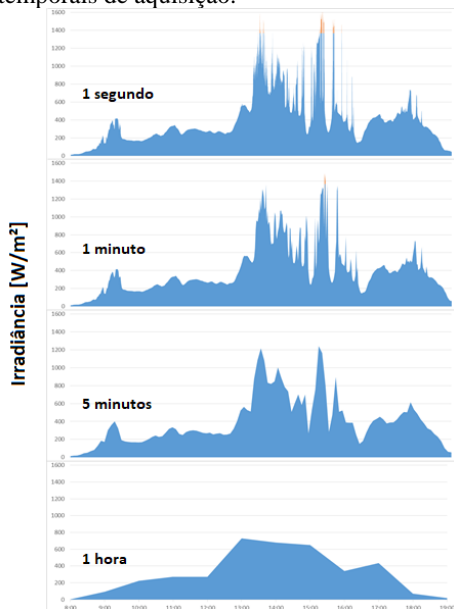
O monitoramento de sistemas FV é essencial para garantir seu correto desempenho. Para que possa ser monitorado, o sistema necessita dispor de uma completa interface de aquisição de dados, de modo a garantir que diferentes partes do sistema possam ser monitoradas, não se limitando apenas a medições de energia. A medição destes dados é realizada através de sensores e medidores posicionados em locais estratégicos do sistema e a aquisição destes dados é realizada por um equipamento registrador de dados (*datalogger*).

Comumente, sistemas FV de grande porte fazem uso de estações solarimétricas, estações de aquisição de dados equipadas com vários sensores que medem diferentes informações climáticas, como irradiância global horizontal, irradiância global no plano do sistema, temperatura ambiente, humidade relativa e velocidade do vento. Além disso, sistemas FV de grande porte, especialmente usinas, fazem uso de sistemas supervisórios, onde os dados coletados podem ser exibidos em interfaces compreensivas, permitindo avaliar o desempenho do sistema e as condições climáticas em tempo real (RAHMAN et al, 2018).

Para a correta análise dos dados do sistema, é preciso levar em consideração a resolução temporal de aquisição dos dados. A Figura 7

apresenta a análise de dados de irradiância, considerando aquisição de dados com diferentes resoluções temporais.

Figura 7 - Dados de irradiância de um dia típico utilizando diferentes resoluções temporais de aquisição.



Fonte: Adaptado de Deschamps (2015).

Devido à intermitência do recurso solar, mudanças muito abruptas podem ser observadas e, utilizando resoluções temporais mais elevadas, características essenciais para a análise podem ser perdidas (DESCHAMPS, 2015). No entanto, resoluções temporais menores resultam em pacotes de dados consideravelmente maiores que requerem intenso poder computacional para serem processados. Desta forma, é preciso atingir um compromisso entre a resolução dos dados e a capacidade de analisá-los.

## 2.4 DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A avaliação do desempenho de sistemas FV é essencial para garantir sua correta operação, no entanto, isto não se limita apenas à medição de dados. Existem complexos procedimentos de análise que objetivam a obtenção de resultados numéricos que permitam avaliar o

desempenho do sistema com suficiente fidelidade. Para entender estas análises, é preciso, primeiramente, entender os principais fatores de influência no desempenho do sistema.

### **2.4.1 Fatores de Influência no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos**

Existe uma série de fatores associados a sistemas fotovoltaicos que impactam diretamente em seu desempenho. Muitos destes fatores não podem ser medidos diretamente, sendo necessária a implementação de modelos matemáticos de simulação ou metodologias de medição indireta para que seja possível estimar corretamente sua influência. Tais fatores serão apresentados a seguir.

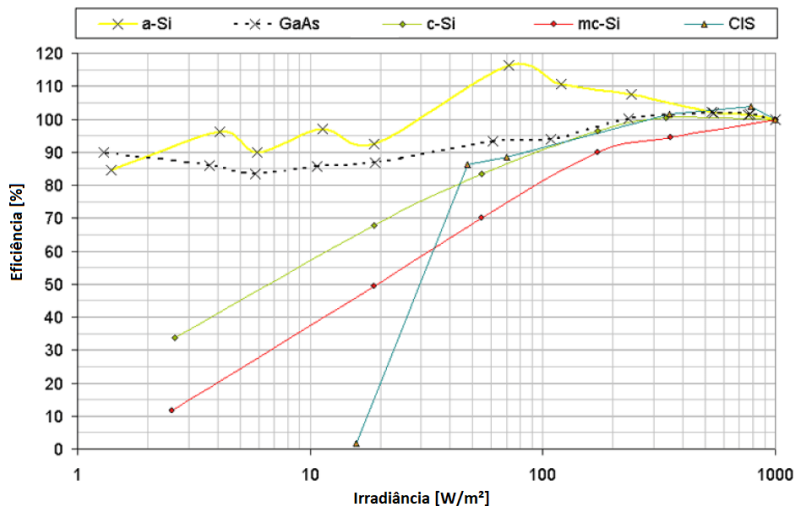
#### **2.4.1.1 Irradiância**

Conforme visto anteriormente, a incidência de irradiância impacta diretamente na produção de energia do sistema FV, pois, quanto maior o valor de irradiância, maior a potência produzida pelos módulos. Da mesma forma, o ângulo de incidência da irradiância também impacta diretamente no desempenho do módulo. Embora seja possível correlacionar a irradiância medida com a potência de operação do módulo, existem certas perdas associadas à irradiância que não podem ser medidas diretamente.

Módulos FV, especialmente aqueles com encapsulamento de vidro, possuem perdas associadas a reflexão da irradiância. Quanto maior o ângulo de incidência da irradiação direta com a superfície do módulo, maiores são as perdas e, para grandes sistemas, essa diferença precisa ser considerada em projeto.

Além disso, módulos FV de diferentes tecnologias possuem respostas diferentes a condições de baixa irradiância, apresentando queda ou aumento da eficiência, conforme apresentado na Figura 8 (REICH et al, 2005).

Figura 8 - Eficiência de células FV de diferentes tecnologias em diferentes condições de irradiância.



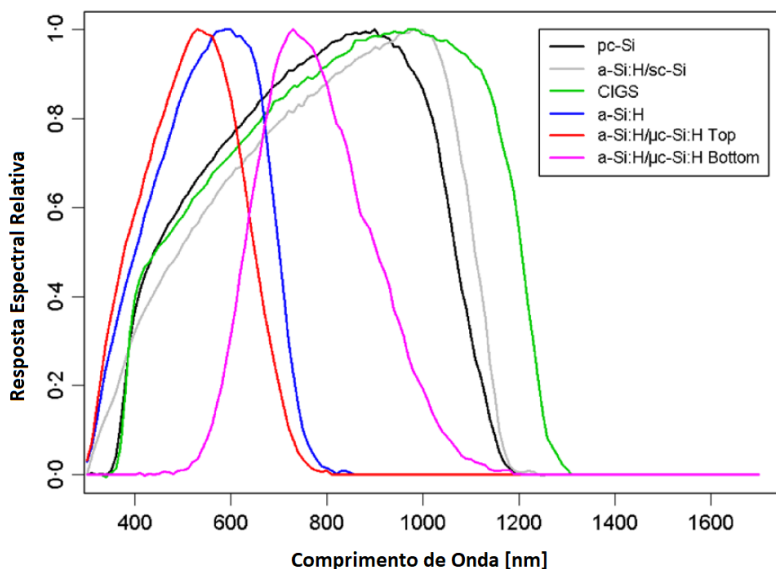
Fonte: Adaptado de Reich et al (2005).

#### 2.4.1.2 Espectro

Módulos FV apresentam respostas diferentes para a luz com diferentes comprimentos de onda (ISHII et al, 2013). A resposta espectral de cada módulo está diretamente relacionada com os materiais utilizados para a confecção da célula, bem como em seu encapsulamento. A Figura 9 apresenta a resposta espectral de diferentes tecnologias.

Embora exista um espectro padrão terrestre, as condições espectrais variam com o tempo e com o local (ISHII et al, 2013). Isso implica que diferentes tecnologias podem vir a ter desempenhos melhores em determinadas localidades ou períodos, devido à composição espectral da irradiância solar.

Figura 9 - Resposta de diferentes tecnologias para diferentes comprimentos de onda.



Fonte: Adaptado de Ishii et al (2013).

#### 2.4.1.3 Descasamento

Embora os módulos FV possuam características elétricas como tensão e potência definidas, estas características possuem tolerâncias em relação a seus valores nominais, fazendo com que módulos de mesmo modelo possam apresentar pequenas diferenças entre as medidas observadas. Quando associados eletricamente, módulos com essas diferenças ocasionam uma perda elétrica chamada de *mismatch* ou, no português, descasamento. O descasamento faz com que o módulo com os menores valores seja o limitante, impondo uma operação com potência inferior ao resto do sistema (FORNIÉS et al, 2013).

#### 2.4.1.4 Sombreamento

O sombreamento tem impacto direto no desempenho do módulo FV, uma vez que ele afeta diretamente a incidência da irradiância sobre as células. No entanto, o sombreamento pode se apresentar de diferentes formas e, dependendo do tipo de célula fotovoltaica, pode causar efeitos

diferentes. Em geral, o sombreamento faz com que parte das células de um módulo, ou parte dos módulos de um sistema, operem em condições inferiores de desempenho, provocando descasamento no sistema, uma vez que as células FV são conectadas em série (FORNIÉS et al, 2013).

O sombreamento pode ser causado por fatores externos ou até mesmo fatores intrínsecos ao sistema FV. Em sistemas com rastreamento, é comum que haja sombreamento parcial dos módulos no início e no fim do período de sol, caso a distância entre os módulos não seja otimizada. Para remediar este efeito, é comum empregar o uso de uma técnica de controle denominado *backtracking*, onde os rastreadores revertem a inclinação do sistema, retornando os módulos a posições anteriores. Embora isto implique que o sistema não estará na inclinação ideal, as perdas ocasionadas pelo sombreamento podem vir a ser consideravelmente maiores, dependendo da tecnologia do módulo e de sua orientação, tornando a alternativa viável (LORENZO et al, 2011).

#### 2.4.1.5 Sujeira

Por estarem constantemente expostos, sistemas FV são fortemente afetados por sujeira, especialmente em locais com climas áridos, onde a presença de poeira é constante. A sujeira que se deposita sobre os módulos pode provocar diferentes problemas, dependendo de sua intensidade e da posição onde a sujeira se aloja.

Comumente, a sujeira se deposita sobre módulos de forma não-homogênea, provocando atenuações de diferentes intensidades em diferentes células. O acúmulo não uniforme de sujeira provoca uma redução da produção de corrente, provocando descasamento entre as células do módulo (ZORRILLA-CASANOVA et al, 2013).

Em casos onde a sujeira se deposita uniformemente sobre o módulo, ocorre uma perda homogênea de energia, conforme mostra a Figura 10. Com uma distribuição homogênea, o descasamento entre células não é tão perceptível, mas ainda há perda de produção devido ao sombreamento (QASEM et al, 2012).

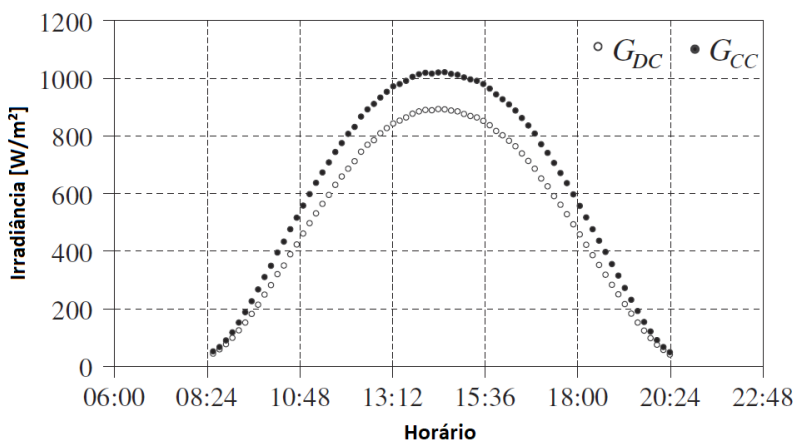
Além de provocar sombreamento nas células, a sujeira também pode se comportar como filtro espectral, impedindo a passagem de determinados comprimentos de onda (QASEM et al, 2012). A Figura 11 apresenta a atenuação para comprimentos de onda específicos considerando diferentes concentrações de sujeira.

Para remediar os efeitos da sujeira, por muitas vezes, a chuva é suficiente, no entanto, dependendo da inclinação dos módulos, da



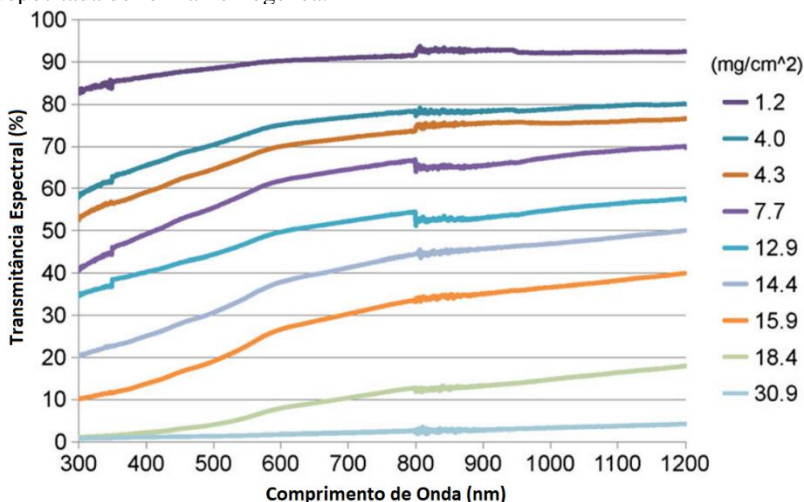
rugosidade da superfície dos módulos e do tipo de sujeira depositada, a limpeza manual pode vir a ser necessária.

Figura 10 - Comparação da irradiância observada por células FV suja ( $G_{DC}$ ) e limpa ( $G_{CC}$ ) para um dia típico e para uma determinada concentração de sujeira.



Fonte: Adaptado de Zorrila-Casanova et al (2013).

Figura 11 - Transmitância espectral para diferentes concentrações de sujeira depositada de forma homogênea.

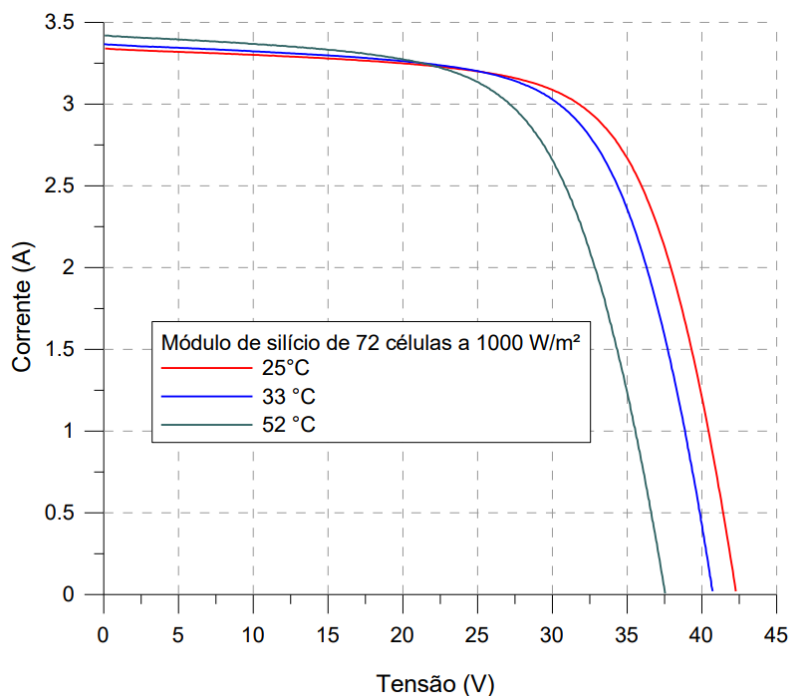


Fonte: Adaptado de Qasem et al (2014).

### 2.4.1.6 Temperatura

A temperatura das células FV tem impacto direto em sua tensão, corrente e, consequentemente, em sua potência. Embora o aumento da temperatura ocasione um pequeno aumento na corrente (BUHLER, 2007), a tensão cai expressivamente, conforme visto na Figura 12.

Figura 12 - Efeito da temperatura na curva característica de um módulo de silício cristalino a  $1000 \text{ W/m}^2$ .



Fonte: Buhler (2007).

Embora o efeito da temperatura na curva característica dos módulos FV seja diferente para células de diferentes tecnologias, o aumento de temperatura sempre implica em uma redução de potência do sistema. Esse efeito ocorre devido à redução da banda proibida da junção PN, que facilita o salto do elétron da banda de valência para a banda de condução, propiciando o aumento de corrente e reduzindo a tensão da célula (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

## 2.4.2 Figuras de Mérito

Para que o desempenho de sistemas FV possa ser corretamente avaliado e comparado, são utilizadas figuras de mérito específicas. Tais figuras permitem a normalização dos resultados, de modo que os valores obtidos se encontrem na mesma base de análise que os resultados de outros sistemas. No presente trabalho, três figuras de mérito serão apresentadas e analisadas: Produtividade, Taxa de Desempenho e o Índice de Desempenho Energético, no entanto, apenas os resultados das duas últimas serão devidamente apresentados.

### 2.4.2.1 Taxa de Desempenho

A Taxa de desempenho, do inglês, *Performance Ratio* (PR), é uma figura central para a análise de desempenho de sistemas FV. A Equação 2 descreve sua obtenção.

$$PR(\%) = \frac{E_{ger}}{P_{nom}} \times \frac{G_{ref}}{G_{poa}} \times 100\% \quad (2)$$

Onde:

PR = Taxa de Desempenho [adimensional];

$E_{ger}$  = Energia gerada pelo sistema FV considerado [kWh];

$P_{nom}$  = Potência nominal de pico do sistema FV considerado [kWp];

$G_{ref}$  = Irradiância global de referência [1000 W/m<sup>2</sup>];

$G_{poa}$  = Irradiação no plano dos módulos (*plane of array*) do sistema FV considerado [kWh/m<sup>2</sup>].

A PR relaciona a energia real produzida pelo sistema com o potencial energético máximo teórico, considerando os valores máximos de irradiância e potência do sistema. Os resultados de PR permitem a obtenção direta dos valores de perda do sistema, no entanto, não é possível identificar a influência individual de cada uma dessas perdas (PINHO e GALDINO, 2014).

A PR de um sistema pode ser calculada utilizando qualquer medida de energia disponível no sistema e, em cada ponto de medição, a PR considerará apenas as perdas associadas àquele ponto. A medição de PR CC, por exemplo, isto é, a PR medida utilizando a energia CC anterior ao

inversor, não considera perdas associadas à eficiência do inversor ou ao cabeamento na saída do equipamento. Já a PR CA, isto é, a PR medida utilizando a energia CA em qualquer ponto após a conversão da energia, considera as perdas de eficiência no inversor e todas as perdas associadas ao lado CC do circuito. Desta forma, quanto mais próximo do ponto final de conexão do sistema, mais perdas são consideradas. Comumente, a análise de PR é feita utilizando dados de saída no inversor, garantindo que apenas perdas relacionadas ao sistema FV sejam consideradas.

#### 2.4.2.2 Produtividade

A Produtividade, ou *Yield*, é uma medida normalizada da geração do sistema por sua potência FV instalada, desconsiderando a irradiância incidente. A produtividade é definida pela Equação 3.

$$\text{Yield} = \frac{E_{\text{ger}}}{P_{\text{nom}}} \quad (3)$$

Onde:

Yield = Produtividade do sistema FV considerado [kWh/kWp]

$E_{\text{ger}}$  = Energia gerada pelo sistema FV considerado [kWh];

$P_{\text{nom}}$  = Potência nominal de pico do sistema FV considerado [kWp].

A produtividade é útil pois permite correlacionar diretamente a geração de sistemas de diferentes potências, desde que ambos estejam instalados no mesmo local e possuam mesmas características.

#### 2.4.2.3 Índice de Desempenho Energético

O Índice de Desempenho Energético (IDE) é uma figura de mérito simplificada que avalia a geração energética do sistema com base nos valores ideais que se espera obter. Para sua completa compreensão, é necessário definir três diferentes tipos de energia considerados nesta metodologia (KURTZ et al, 2013).

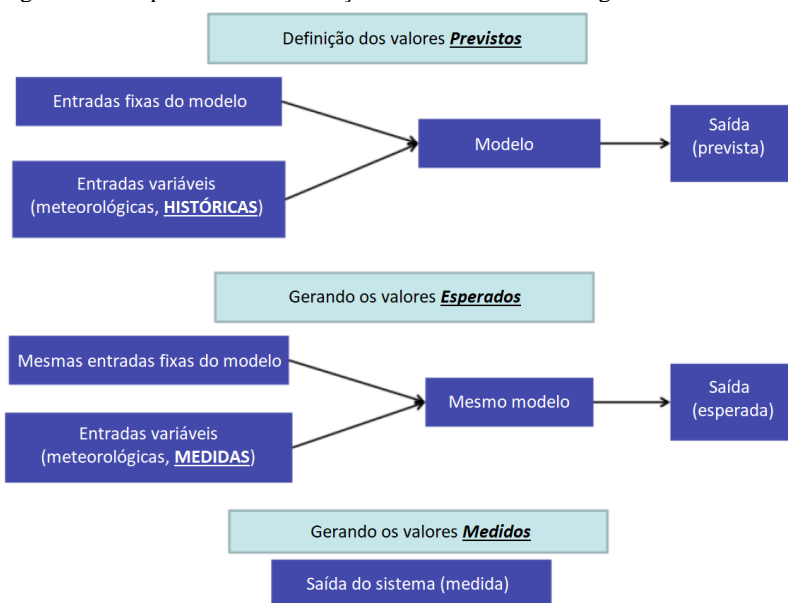
Energia Prevista: Através do uso de dados meteorológicos históricos e de um modelo matemático de simulação, é possível obter as projeções de geração de energia para um sistema FV em uma dada localidade. Essa projeção é definida como Energia Prevista.

**Energia Esperada:** Utilizando de dados meteorológicos medidos diretamente no local do sistema e aplicando-os como entrada no modelo de simulação utilizado para obter a energia prevista, é possível obter os valores de energia que devem ser gerados pelo sistema. Estes valores são definidos como Energia Esperada.

**Energia Medida:** A Energia Medida é definida como a energia medida diretamente na saída do sistema em operação.

A Figura 13 ilustra a obtenção de cada um dos valores de energia, permitindo um melhor entendimento das definições.

Figura 13 - Esquemático de obtenção de cada valor de energia.



Fonte: Adaptado de IEC61724-3 (2016).

No contexto dos leilões de energia, estas medidas têm muita relevância, pois remetem a valores que precisam ser apresentados às entidades contratantes. A energia prevista é levantada no estudo prévio de viabilidade da usina, de modo a estimar a geração energética da usina e seu desempenho. Os valores de energia esperada e medida são utilizados para a emissão de certificados de aprovação (após a construção da usina),

de modo a garantir que o desempenho da usina se adequa aos valores comprometidos no estudo prévio.

O cálculo do IDE se dá através da razão entre a energia medida e a energia esperada, cujo resultado apresenta o percentual de energia entregue em relação aos valores teóricos esperados. A Equação 4 apresenta o cálculo do IDE.

$$\text{IDE} = \frac{E_{\text{med}}}{E_{\text{esp}}} \times 100\% \quad (4)$$

Onde:

IDE = Índice de Desempenho Energético [adimensional];

$E_{\text{med}}$  = Energia medida no sistema FV considerado [kWh];

$E_{\text{esp}}$  = Energia esperada obtida através de simulação utilizando dados meteorológicos medidos [kWh].

### 3 METODOLOGIA

Para concretizar a análise comparativa, foi necessário desenvolver uma metodologia de filtragem, análise e processamento de dados. A presente seção apresenta os detalhes desta metodologia, bem como as particularidades das análises implementadas.

#### 3.1 USINA FOTOVOLTAICA

Os dados analisados para a comparação das metodologias são provenientes de uma usina solar fotovoltaica instalada no município de Assu, Rio Grande do Norte ( $5^{\circ} 30' 55,5''$  Sul e  $37^{\circ} 04' 0,9''$  Oeste). A Figura 14 apresenta uma visão geral da usina.

Figura 14 - Visão geral da usina FV analisada.



Fonte: Divulgação, ENGIE (2017).

A usina conta com sistemas fotovoltaicos com rastreador de um eixo, com ângulo de abertura de  $110^{\circ}$  (de  $-55^{\circ}$  a  $55^{\circ}$ ) e com azimuth de  $0^{\circ}$ . A usina possui uma potência instalada total de 36,7 MWp (CC), distribuída em 30 inversores de 1 MWp (CA), de fabricação da General Electric, modelo PSC-1000 MW-L-QC (ANEXO A). Os módulos utilizados são módulos fotovoltaicos de filme fino, tecnologia de Telureto de Cádmio (CdTe), de fabricação da First Solar, modelos FS-4112-3, FS-4115-3 e FS-4117-3 (ANEXO B).

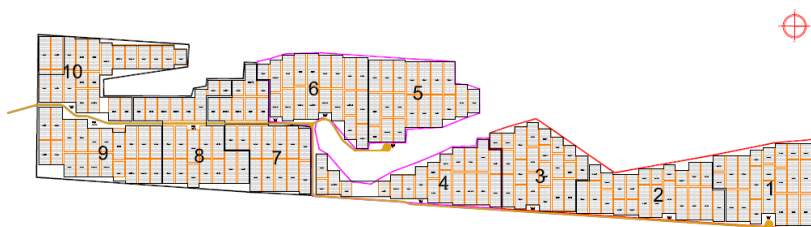
O sistema é subdividido em 10 áreas, cada uma com subestação unitária (SU) própria, com 3 inversores cada. Cada inversor é conectado a 6 *stringboxes* com valores de potência instalada limitadas pelo modelo dos módulos e pelas limitações espaciais do local. As *stringboxes* possuem quantidades variáveis de *strings* associadas, com valores superiores a 100 *strings* por *stringbox*. As *strings* consideradas são associações em série de 15 módulos. O Quadro 1 apresenta um resumo quantitativo de potência da usina fotovoltaica.

Quadro 1 - Resumo da potência FV instalada na usina.

SU	Área	Módulos [Wp]	Inversor 1 [MWp]	Inversor 2 [MWp]	Inversor 3 [MWp]	SU [MWp]
1.1	1	112,5	1,24	1,13	1,24	3,62
1.2	2	115	1,21	1,27	1,21	3,70
1.3	3	115	1,10	1,10	1,16	3,37
2.1	4	115	1,10	1,16	1,16	3,42
2.2	6	115	1,27	1,27	1,27	3,81
2.3	7	115	1,27	1,27	1,27	3,81
3.1	5	115	1,21	1,27	1,27	3,75
3.2	8	115	1,27	1,16	1,21	3,64
3.3	9	117,5	1,18	1,30	1,30	3,78
3.4	10	115	1,27	1,27	1,27	3,81

A Figura 15 apresenta o esquemático da usina, indicando a localização de cada área.

Figura 15 - Divisão de áreas da usina.



Fonte: ENGIE (2017).

Anexa à área 10 da usina, encontra-se instalada uma estação solarimétrica que conta com um conjunto de sensores e medidores, de modo a adquirir dados meteorológicos relevantes para as análises, como temperatura ambiente e umidade relativa. Dentre os sensores instalados, são destacados os dois piranômetros MS-410, da EKO Instruments



(ANEXO C), responsáveis pela medição de dados de irradiância horizontal e no plano do rastreador.

### **3.1.1 Escopo da Análise**

Para atingir os objetivos da análise, o desempenho da usina será analisado em dois níveis:

- Usina: considerando o máximo de inversores possível, com base na disponibilidade e validade dos dados, conforme será descrito na Seção 3.5 deste documento.
- Inversor: considerando 9 inversores de potência fotovoltaica instalada idêntica, dispostos em 3 áreas diferentes.

A análise de desempenho da usina engloba, idealmente, todos os inversores instalados, no entanto, a análise comparativa dos inversores é pertinente para permitir uma avaliação mais precisa do desempenho de inversores individuais, permitindo conclusões mais representativas.

Os inversores analisados estão dispostos nas áreas 6, 7 e 10. Embora a seleção das áreas tenha se dado pela qualidade dos dados, o posicionamento destas áreas permite uma avaliação superficial dos efeitos da distância da estação solarimétrica para o arranjo FV analisado, uma vez que os dados de irradiância são adquiridos na área 10.

### **3.2 DADOS UTILIZADOS**

A comparação entre os resultados das métricas de análise de desempenho (PR e IDE) se baseia na correta análise e tratamento de dados, de modo que ambas as métricas sejam comparadas considerando as mesmas condições. Desta forma, para o cálculo das métricas, os seguintes dados são utilizados:

- Irradiância no plano do rastreador;
- Irradiância horizontal;
- Temperatura ambiente;
- Potência por inversor (CA).

Todos os dados são adquiridos com resolução temporal de 1 minuto, de modo a evitar perdas consideráveis. Os dados analisados são

referentes aos meses de junho e julho de 2018, uma vez que os meses anteriores apresentaram diversos problemas críticos para a análise dos dados, principalmente relacionados à operação dos rastreadores.

### 3.3 TRATAMENTO DE DADOS BRUTOS

Devido a erros de medição, aquisição ou até mesmo causados por intervenção humana, o tratamento de dados torna-se necessário para garantir a correta integração e eventual análise dos dados. Como os dados de inversor e da estação solarimétrica são adquiridos através de diferentes interfaces lógicas, estes estão sujeitos a diferentes erros, que requerem abordagens corretivas específicas.

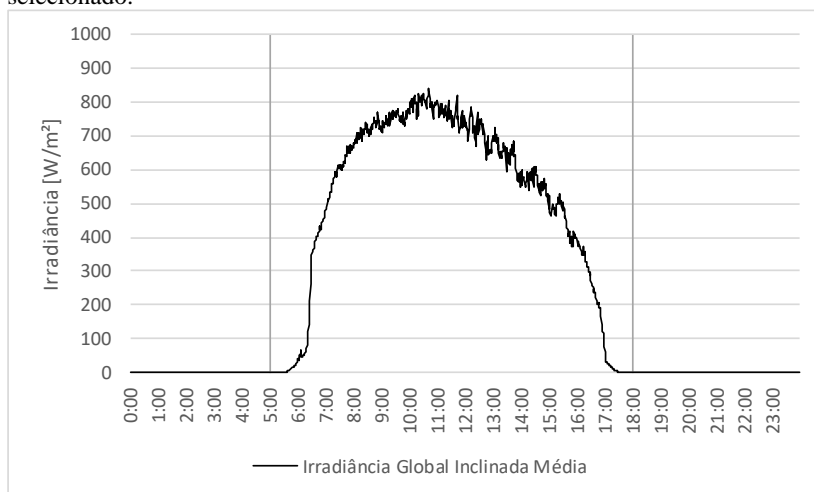
#### 3.3.1 Irradiância

Os dados de irradiância foram definidos em fisicamente possíveis, extremamente raros e fisicamente impossíveis, conforme seus valores observados. Valores normais de irradiância costumam se apresentar com valores entre 0 e 1000 W/m<sup>2</sup>, mas eventos onde ocorre a presença de efeito de borda de nuvem podem ocasionar irradiâncias de valores superiores. Devido à resolução dos dados, incidências intensas do efeito borda de nuvem, são raras, desta forma, são considerados fisicamente possíveis os valores de irradiância de até 1100 W/m<sup>2</sup>. O maior valor de irradiância já observada na Terra foi de 1832 W/m<sup>2</sup>, correspondente a quase dois sóis (ALMEIDA et al, 2014), no entanto, valores desta magnitude dificilmente se mantém por mais de alguns segundos, não sendo observadas em dados com resolução temporal superiores a 1 minuto. Desta forma, foram classificados como extremamente raros, os dados de irradiância acima dos limites fisicamente possíveis com limite máximo de até 1800 W/m<sup>2</sup>. Os demais dados são classificados como fisicamente impossíveis.

Além dos filtros para valores de irradiância, foram observados casos onde valores possíveis eram observados em horários sem incidência de sol. Para eliminar este tipo de dado, foi implementado um filtro horário, onde dados de irradiância medidos fora da faixa limite são automaticamente zerados, garantindo a qualidade do restante da análise.

A Figura 16 apresenta a curva de irradiância diária média para o período analisado, permitindo avaliar os períodos de incidência do sol.

Figura 16 - Perfil diário médio de irradiância medida na usina para o período selecionado.



Fonte: Do autor (2018).

Através desta curva e da análise dos demais dados, adotou-se um filtro que elimina quaisquer valores fisicamente possíveis de irradiância observados em horários inferiores a 5 horas e superiores a 18 horas, limites definidos, na imagem, por linhas verticais. Estes limites garantem uma faixa de 13 horas de dados, no entanto, apenas 11 horas efetivamente apresentam dados.

### 3.3.2 Temperatura

Dados de temperatura foram avaliados diariamente, de modo a observar variações abruptas de temperatura ou grandes intervalos de dados comprometidos. Falhas pontuais não são relevantes, pois estes dados são utilizados apenas para aplicação no modelo de simulação, que utiliza dados com resolução temporal horária. Como a variação de temperatura por minuto é pequena, correspondendo a menos de 2% da medida adquirida, a integração do dado horário, desconsiderando pontos falhos, possui elevada disponibilidade e confiabilidade.

### 3.3.3 Potência

Os dados de potência são adquiridos diretamente através do medidor do inversor, estando sujeitos a inconsistências prejudiciais para

a análise, uma vez que dados espúrios afetam diretamente a geração do inversor e da usina. Dados de potência foram avaliados em relação aos limites físicos de cada inversor, tendo sido eliminados dados negativos, dados superiores a 1050 kW (valor de saturação dos inversores) e dados não nulos em minutos com irradiância nula.

Outra característica típica de dados oriundos de medição em inversores é a presença de dados estáticos – dados que repetem o mesmo valor por um longo período de tempo. Dados com esta característica são excluídos da análise e são assumidos nulos para o período afetado, uma vez que se torna inviável corrigi-los. A eliminação destes pontos é considerada na etapa da validação dos dados.

### 3.4 INTEGRAÇÃO DOS DADOS BRUTOS

O intuito da análise é comparar os resultados em bases diárias, obtendo também resultados mensais e para o período total da análise. Para que seja possível analisar os dados com essa resolução temporal, os dados de irradiância e potência precisam ser integrados.

Para integrar os dados, os pontos são somados, hora a hora, e divididos por 60 (total de pontos por hora), convertendo os dados de potência e irradiância (kW e kW/m<sup>2</sup>) em energia e irradiação (kWh e kWh/m<sup>2</sup>). A obtenção dos dados horários permite uma comparação mais íntima dos dados medidos com os resultados obtidos no modelo matemático utilizado na certificação. Em seguida, os dados horários são somados, dia a dia, obtendo-se os respectivos valores de energia e irradiação diários.

A integração dos dados de temperatura ambiente segue o mesmo método, mas considerando apenas os pontos não nulos, ou seja, é realizada a média dos valores válidos por hora. Com os dados de temperatura integrados, sua relevância só se fará presente na Seção 3.6.3.2.

### 3.5 VALIDAÇÃO DOS DADOS INTEGRADOS

Erros e inconsistências nos dados podem provocar variações consideráveis nos resultados finais se não forem devidamente tratados, uma vez que as equações relacionadas às figuras de mérito propagam a incerteza de cada medida e os erros relacionados a cada tratamento de dados utilizado. Desta forma, para que a análise seja correta, é preciso validar as medidas integradas de cada grandeza.

### 3.5.1 Irradiação

Como a geração fotovoltaica está diretamente relacionada com os níveis de irradiância incidentes no sistema, as medidas de irradiação tornam-se limitantes na análise. Isto implica que dados inconsistentes de irradiação acarretam em resultados irreais para a Performance Ratio e demais análises que utilizem estes dados. Desta forma, para dias onde os dados de irradiação não são íntegros, os dias são removidos de toda a análise, resultando no descarte, inclusive, dos dados de energia referentes àquele dia. Embora o cálculo do Índice de Desempenho Energético não utilize dados de irradiação, a simulação que resulta nos dados de Energia Esperada faz uso destes dados, justificando sua desconsideração.

Problemas nos dados de irradiação se apresentam na forma de irradiações consideravelmente baixas, decorrentes de problemas relacionados a rastreadores em falha. Valores de irradiação inclinada só poderão ser inferiores a dados de irradiação horizontal em dias muito nublados ou em casos onde o rastreador não fez sua rotação completa. Desta forma, a verificação da validade dos dados se dá pela comparação direta entre os dados de irradiação inclinada e horizontal, dia a dia.

### 3.5.2 Energia

As medidas de energia são feitas a partir de inversores que, não apenas podem possuir potências diferentes, mas também estão sujeitos a falhas de *stringboxes* ou de rastreadores cuja identificação é impossível com os dados disponíveis. Isso significa que não é possível filtrar os dados analisando diretamente os valores de energia obtidos, ao invés disso, opta-se por filtrar os inversores tomando como base a quantidade de pontos válidos.

Os pontos válidos de potência são definidos como pontos com valores não-nulos, fisicamente possíveis e que coincidem com valores de irradiância não-nulos e fisicamente possíveis. O objetivo deste filtro é eliminar inversores que não possuam uma quantidade mínima de horas ininterruptas de geração, garantindo que apenas inversores com tempos de operação similares são considerados na análise.

Para definir um número mínimo de pontos válidos aceitáveis, novamente, foi analisada a curva média de irradiância. Os valores limites para a irradiância fornecem uma janela máxima de 11 horas de dados (equivalente a 660 pontos válidos), no entanto, devido às características dos inversores, sua operação inicia em valores mais elevados de irradiância. Desta forma, para os dados de energia, o limite definido é de

600 pontos válidos, equivalente a 10 horas de geração. Inversores que apresentam menos de 600 pontos válidos no dia não são considerados na geração total da usina e são desconsiderados nos cálculos de PR e IDE para aquele dia.

### 3.5.2.1 Energia da Usina

Após a validação dos dados de irradiação e energia por inversor, é obtida a energia diária da usina. Essa energia é obtida somando-se a energia dos inversores com mais de 600 pontos válidos, para dias com dado de irradiação íntegro.

## 3.6 CÁLCULO DAS FIGURAS DE MÉRITO

Dispondo dos dados de irradiação e, principalmente, de geração, torna-se possível calcular as figuras de mérito necessárias para a comparação das metodologias.

### 3.6.1 Produtividade

A primeira figura de mérito a ser calculada é a produtividade, obtida através da divisão da energia gerada pela potência nominal instalada no inversor. A produtividade é uma figura de mérito simples que permite comparar a geração fotovoltaica de diferentes sistemas, no entanto, para a sistemas FV distantes ou de grande porte, é uma figura de mérito pouco confiável, devido às diferenças nos valores observados de irradiância (KHALID et al, 2016).

Para a análise da produtividade da usina, o filtro de 600 pontos válidos é aplicado tanto para o dado de energia, quanto para a potência nominal considerada, garantindo que a exclusão de determinados inversores, não prejudiquem a análise.

Embora a produtividade seja calculada, seus resultados são utilizados apenas no cálculo da PR e não serão apresentados neste trabalho.

### 3.6.2 Taxa de Desempenho

O cálculo da PR foi realizado utilizando a energia diária de cada inversor, a respectiva potência nominal e a irradiação incidente medida na área 10. Para o cálculo da PR da usina, foi utilizada a energia da usina, já considerando os filtros indicados na Seção 3.5 e aplicando a mesma

validação para considerar apenas as respectivas potências instaladas em cada inversor. Para o cálculo da taxa de desempenho por período, foi desconsiderada a irradiação associada a dias que já haviam sido descartados.

### **3.6.3 Índice de Desempenho Energético**

O IDE é a razão entre a energia real produzida e a energia esperada certificada, ou energia medida e energia esperada, respectivamente. Para poder comparar as diferentes energias, no entanto, é preciso realizar um outro processo de filtragem e validação.

#### **3.6.3.1 Energia Medida**

Para a comparação, a energia medida torna-se o dado limitante para os demais dados, garantindo que todos os dados sejam comparados considerando as mesmas limitações dos dados medidos. Para garantir a homogeneidade na análise, é preciso levar em consideração a potência nominal efetiva para cada dia analisado, isto é, quais inversores encontram-se disponíveis para o período analisado. Desta forma, utilizando a energia medida, obtém-se o valor diário de potência nominal válida.

#### **3.6.3.2 Energia Esperada**

A energia esperada é obtida através do mesmo modelo matemático de simulação utilizado na obtenção da energia prevista, através do *software PVsyst*, porém utilizando os dados meteorológicos medidos durante o período relevante ao teste de desempenho. Alterando as configurações internas à simulação, é possível obter diretamente os valores de energia esperada para a usina e para um inversor de referência. A energia esperada da usina precisa ser filtrada com base na potência nominal válida definida pelos dados medidos, através de um cálculo proporcional, uma vez que os dados resultantes da simulação consideram a usina operando em plena capacidade.

#### **3.6.3.3 Energia Prevista**

A energia prevista é obtida durante o processo inicial de certificação da usina e é apresentada através de valores mensais para o ano todo. Para que este dado possa ser comparado com as demais

energias, é preciso submeter o dado a cálculos proporcionais, de modo que todos os dados considerem a mesma potência nominal efetiva e a mesma quantidade de dias válidos por mês.

Os cálculos proporcionais empregados na redução da energia prevista não são recomendados para o restante da análise, uma vez que estes carregam elevadas incertezas e aproximações que reduzem a confiabilidade dos resultados. Apesar disto, os dados de energia prevista são meramente ilustrativos e não impactam no cálculo das figuras de mérito, podendo ser usados comparativamente na análise da usina.

#### 3.6.3.4 Cálculo do Índice de Desempenho Energético

Com os valores medidos e esperados de energia, obtém-se resultados para os Índices de Desempenho Energético diários, mensais e para o período total, por inversor e para a usina, através das Equações 2 e 4.

### 3.7 COMPARAÇÃO DAS FIGURAS DE MÉRITO

A comparação das diferentes figuras de mérito é realizada com base na variabilidade entre os resultados, verificando a diferença entre os resultados diariamente e mensalmente.

Para comparar os resultados do IDE com os resultados de PR, é calculada a razão entre a PR obtida no cálculo da energia esperada e a PR medida, desta forma, ambas as figuras de mérito são apresentadas como razões percentuais dos valores desejados.



## 4 RESULTADOS

A metodologia definida na Seção 3 foi empregada em um pacote de dados de dois meses de operação da usina (junho e julho de 2018). Este período foi selecionado pois foi o período final de dados disponibilizado e representou os primeiros dois meses onde a usina desempenhou integralmente e sem muitas ocorrências de problemas no rastreador onde o piranômetro de referência encontra-se acoplado. A presente seção apresenta os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia.

### 4.1 IRRADIAÇÃO

Os dados de irradiância são limitantes na análise das figuras de mérito, uma vez que dias com irradiações espúrias são removidos de todas as análises posteriores. O Quadro 2 apresenta os resultados diários de irradiação global horizontal e inclinada (no plano do rastreador) para os dois meses analisados.

Os dias 16, 27 e 29 de junho e 18 de julho apresentaram dados que remetem a problemas no rastreador onde o piranômetro da estação solarimétrica encontra-se acoplado. Devido a isso, os dados resultantes não são representativos para a análise, já que não correspondem à irradiação que de fato incidiu no sistema FV, justificando sua completa omissão na tabela.

Conforme justificado anteriormente, os valores de irradiação inclinada devem ser maiores que os de irradiação horizontal, devido ao ângulo de incidência da irradiância direta. Em dias nublados, onde a irradiância difusa é predominante, as irradiações apresentam valores mais próximos.

Devido à falta de sinalizações que indiquem a operação do rastreador da estação solarimétrica, a identificação de problemas de rastreamento foi realizada através da análise da curva de irradiância. A Figura 17 apresenta o perfil de irradiância horizontal e inclinada para um dia em que o rastreador operou corretamente.

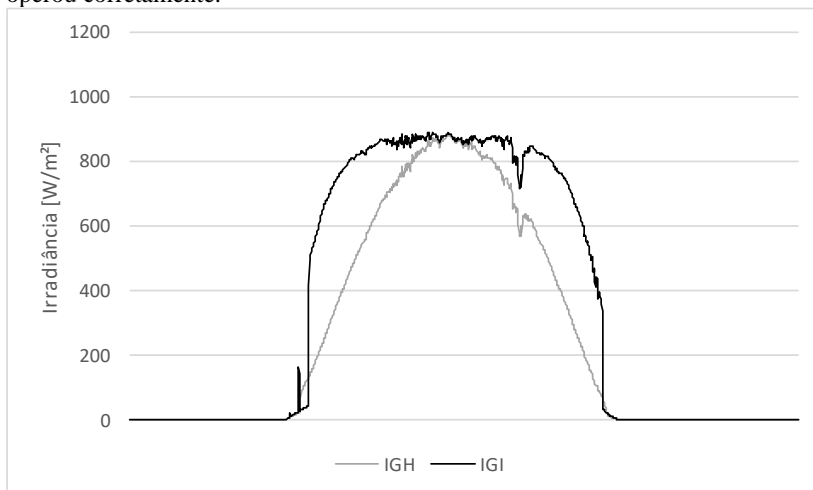
As variações súbitas observadas no início e no fim da curva de IGI correspondem a sombreamentos associados à posição dos rastreadores que, quando inclinados com ângulos próximos aos valores máximos, provocam leves sombreamentos nas fileiras anteriores (LORENZO et al, 2011).

A Figura 18 apresenta o perfil de irradiância para um dia em que o rastreador apresentou problemas de operação.

Quadro 2 - Valores diários de irradiação global horizontal (IGH) e irradiação global inclinada (IGI) para o período analisado.

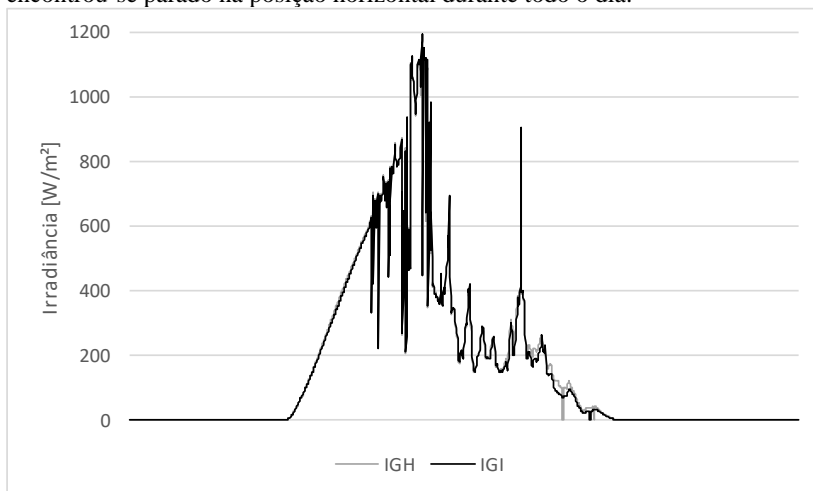
Dia	Irradiação [kWh/m²]			
	Junho		Julho	
	IGH	IGI	IGH	IGI
1	5,33	6,39	5,67	6,71
2	5,24	6,71	6,03	8,11
3	2,95	2,94	5,33	6,86
4	4,22	5,14	5,96	7,74
5	6,28	8,38	6,28	8,36
6	6,38	8,45	3,04	3,23
7	3,21	3,90	2,42	2,43
8	4,20	4,94	5,95	7,72
9	5,37	7,08	5,85	7,02
10	6,37	8,51	3,16	3,11
11	6,31	8,34	4,07	4,42
12	6,31	8,35	3,95	4,50
13	5,83	7,57	4,10	5,39
14	6,21	8,06	6,10	7,69
15	5,08	6,64	5,84	7,48
16	-	-	5,49	6,83
17	3,51	3,85	5,89	6,95
18	4,84	5,58	-	-
19	5,61	6,42	6,62	8,86
20	6,03	7,97	4,77	6,43
21	5,72	7,21	4,40	5,41
22	4,67	6,26	5,13	6,44
23	6,09	7,91	6,15	8,22
24	4,90	5,77	6,24	8,07
25	5,70	7,01	5,59	6,90
26	4,97	6,14	5,58	6,77
27	-	-	4,36	4,68
28	5,88	7,86	5,24	6,18
29	-	-	5,37	6,60
30	6,23	8,36	5,57	7,28
31	-	-	4,90	6,44

Figura 17 - Perfil de irradiância global horizontal (IGH) e irradiância global inclinada (IGI) para o dia 30 de junho, onde o rastreador da estação solarimétrica operou corretamente.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 18 - Perfil de irradiância global horizontal (IGH) e irradiância global inclinada (IGI) para o dia 18 de julho, onde o rastreador da estação solarimétrica encontrou-se parado na posição horizontal durante todo o dia.



Fonte: Do autor (2018).

Nota-se que, quando o rastreador se encontra fixo no plano horizontal, as medidas de ambos os piranômetros são praticamente idênticas. As abruptas variações observadas nas curvas deste dia são decorrência da presença de nuvens no céu. É interessante observar, também, que, mesmo com o dia nublado, é possível observar valores de irradiância muito superiores aos observados na figura anterior, onde o efeito de borda de nuvem não podia ser constatado.

Os dados medidos de irradiância global horizontal, juntamente com os dados de temperatura ambiente, são utilizados como dados de entrada do modelo de simulação utilizado na obtenção da energia prevista. Os resultados do modelo de simulação incluem uma transposição própria dos dados de irradiância horizontal para a obtenção de valores simulados de irradiância inclinada. Estes valores transpostos são utilizados na simulação, tornando sua análise crítica para a compreensão dos resultados. O Quadro 3 apresenta a comparação entre os valores medidos em campo e os valores transpostos através de simulação para os dados de irradiação global inclinada. São apresentadas, também, as diferenças percentuais obtidas entre cada valor, tomando os valores medidos como referência.

Embora não fique imediatamente visível, o modelo de transposição resulta em algumas diferenças consideráveis, podendo resultar em grandes variações em relação ao valor de irradiação medido.

O Quadro 4 apresenta a diferença percentual entre os valores mensais medidos e esperados.

Observa-se que, embora haja diferenças consideráveis nas medidas diárias, os valores com diferenças mais intensas são consideravelmente reduzidos nas medidas mensais.

Quadro 3 - Valores diários de irradiação global inclinada medidos e esperados, obtidos através de modelo matemático de simulação. Diferenças percentuais tomam os dados medidos como referência.

Dia	Junho			Julho		
	Irradiação [kWh/m <sup>2</sup> ]		Diferença Percentual	Irradiação [kWh/m <sup>2</sup> ]		Diferença Percentual
	Medida	Esperada		Medida	Esperada	
1	6,52	6,39	2%	6,97	6,71	4%
2	6,75	6,71	1%	8,25	8,11	2%
3	3,05	2,94	4%	7,08	6,86	3%
4	5,02	5,14	-3%	7,79	7,74	1%
5	8,42	8,38	0%	8,64	8,36	3%
6	8,74	8,45	3%	3,29	3,23	2%
7	3,76	3,90	-4%	2,34	2,43	-4%
8	4,89	4,94	-1%	7,80	7,72	1%
9	7,19	7,08	1%	7,05	7,02	0%
10	8,68	8,51	2%	3,20	3,11	3%
11	8,42	8,34	1%	4,52	4,42	2%
12	8,57	8,35	3%	4,31	4,50	-4%
13	7,74	7,57	2%	5,47	5,39	1%
14	8,33	8,06	3%	7,82	7,69	2%
15	6,85	6,64	3%	7,48	7,48	0%
16	-	-	-	6,78	6,83	-1%
17	3,92	3,85	2%	7,86	6,95	12%
18	5,60	5,58	0%	-	-	-
19	6,49	6,42	1%	9,04	8,86	2%
20	8,18	7,97	2%	6,76	6,43	5%
21	7,09	7,21	-2%	5,75	5,41	6%
22	6,26	6,26	0%	6,42	6,44	0%
23	8,09	7,91	2%	8,30	8,22	1%
24	5,95	5,77	3%	8,22	8,07	2%
25	7,07	7,01	1%	6,88	6,90	0%
26	6,12	6,14	0%	6,84	6,77	1%
27	-	-	-	4,73	4,68	1%
28	7,94	7,86	1%	6,46	6,18	4%
29	-	-	-	6,52	6,60	-1%
30	8,55	8,36	2%	7,24	7,28	-1%
31	-	-	-	6,25	6,44	-3%

Quadro 4 - Valores mensais e totais de irradiação global inclinada medidos e esperados. Diferenças percentuais tomam os dados medidos como referência.

	Irradiação [kWh/m <sup>2</sup> ]		Diferença Percentual
	Medida	Esperada	
<b>Junho</b>	184,19	181,73	1%
<b>Julho</b>	196,04	192,79	2%
<b>Período Total</b>	380,23	374,51	2%

## 4.2 ENERGIA

Conforme mencionado anteriormente, a análise de desempenho da usina será segmentada em dois níveis: um de análise geral da usina, considerando todos os inversores que estiverem disponíveis e outro de análise comparativa entre diferentes inversores de mesmo carregamento, instalados em diferentes áreas da usina.

### 4.2.1 Usina

O Quadro 5 apresenta os dados medidos de energia para a usina, já desconsiderando os dias filtrados. É apresentado também o valor de potência instalada disponível para análise em cada dia, conforme resultados dos filtros de pontos válidos descritos na Seção 3.5.2.

Convém observar que os últimos dias da análise correspondem a períodos de melhor desempenho geral da usina; isto é uma provável consequência da conclusão das intervenções no sistema, representando uma operação integral dos inversores.

O Quadro 6 apresenta os dados de energia esperada obtidos através de simulação. São apresentados também os valores de energia corrigida, considerando apenas a potência válida apresentada no quadro anterior, bem como o percentual de perdas na energia esperada associado a essa correção.

Convém atentar de que os valores de potência indisponível são complementares aos valores de potência disponível apresentado na tabela anterior, evidenciando a integridade dos cálculos.

O Quadro 7 apresenta a comparação entre os resultados de energia medida e esperada, bem como as diferenças percentuais entre os valores.

Quadro 5 – Valores diários de energia medida gerados pelas respectivas potências fotovoltaicas disponíveis consideradas na análise.

Dia	Junho		Julho	
	Energia Medida [MWh]	Potência Disponível	Energia Medida [MWh]	Potência Disponível
1	185,74	100%	198,37	100%
2	200,87	97%	234,52	100%
3	86,03	93%	191,90	97%
4	142,76	93%	205,04	90%
5	215,16	90%	231,13	97%
6	206,87	86%	74,73	72%
7	105,68	90%	71,47	97%
8	133,85	90%	214,24	97%
9	191,65	93%	199,06	97%
10	215,21	90%	91,06	93%
11	203,32	86%	128,64	97%
12	205,81	86%	122,51	97%
13	177,27	83%	157,25	97%
14	174,12	80%	223,78	100%
15	154,07	80%	217,53	100%
16	-	-	199,97	97%
17	117,35	100%	120,72	56%
18	146,58	93%	-	-
19	165,16	93%	238,11	93%
20	192,70	86%	166,13	93%
21	174,55	87%	160,09	100%
22	150,90	87%	184,50	97%
23	216,43	97%	237,62	100%
24	160,08	97%	230,38	100%
25	177,72	93%	198,82	100%
26	159,98	90%	193,82	100%
27	-	-	136,17	100%
28	204,47	90%	179,11	100%
29	-	-	185,84	100%
30	216,30	90%	216,84	100%
31	-	-	189,45	100%

Quadro 6 – Valores diários de energia esperada obtidos em simulação e corrigidos pelas respectivas indisponibilidades de potência fotovoltaica consideradas na análise.

Dia	Junho			Julho		
	Energia Esperada [MWh]		Indisp. de Potência	Energia Esperada [MWh]		Indisp. de Potência
	Total	Corrigida		Total	Corrigida	
1	196,08	196,08	0%	209,61	209,61	0%
2	203,60	196,56	3%	246,01	246,01	0%
3	92,53	86,41	7%	209,78	202,52	3%
4	152,05	141,99	7%	232,80	209,68	10%
5	252,25	226,84	10%	254,83	246,21	3%
6	258,97	223,92	14%	100,94	72,26	28%
7	114,92	103,34	10%	70,33	68,21	3%
8	146,75	131,96	10%	235,09	227,31	3%
9	214,69	200,48	7%	212,09	205,08	3%
10	258,99	232,90	10%	97,97	91,56	7%
11	251,18	217,00	14%	136,12	131,92	3%
12	255,74	220,93	14%	131,18	126,74	3%
13	230,75	191,90	17%	164,92	159,34	3%
14	249,84	200,08	20%	233,58	233,58	0%
15	205,45	164,36	20%	224,71	224,71	0%
16	-	-	-	204,15	198,01	3%
17	119,24	119,24	0%	233,95	131,42	44%
18	172,19	160,54	7%	-	-	-
19	197,64	184,27	7%	267,68	249,57	7%
20	245,58	212,34	14%	200,08	186,24	7%
21	214,29	185,93	13%	170,45	170,45	0%
22	188,11	163,22	13%	194,37	188,23	3%
23	242,04	233,67	3%	246,71	246,71	0%
24	179,87	173,65	3%	245,92	245,92	0%
25	212,67	197,96	7%	205,34	205,34	0%
26	185,75	166,48	10%	206,28	206,28	0%
27	-	-	-	142,77	142,77	0%
28	237,07	212,47	10%	191,41	191,41	0%
29	-	-	-	196,08	196,08	0%
30	254,50	228,48	10%	216,50	216,50	0%
31	-	-	-	186,59	186,59	0%



Quadro 7 - Valores diários de energia medida e de energia esperada e respectiva diferença percentual, tomando os valores medidos como referência.

Dia	Junho			Julho		
	Energia [MWh]		Diferença Percentual	Energia [MWh]		Diferença Percentual
	Medida	Esperada		Medida	Esperada	
1	185,74	196,08	-6%	198,37	209,61	-6%
2	200,87	196,56	2%	234,52	246,01	-5%
3	86,03	86,41	0%	191,90	202,52	-6%
4	142,76	141,99	1%	205,04	209,68	-2%
5	215,16	226,84	-5%	231,13	246,21	-7%
6	206,87	223,92	-8%	74,73	72,26	3%
7	105,68	103,34	2%	71,47	68,21	5%
8	133,85	131,96	1%	214,24	227,31	-6%
9	191,65	200,48	-5%	199,06	205,08	-3%
10	215,21	232,90	-8%	91,06	91,56	-1%
11	203,32	217,00	-7%	128,64	131,92	-3%
12	205,81	220,93	-7%	122,51	126,74	-3%
13	177,27	191,90	-8%	157,25	159,34	-1%
14	174,12	200,08	-15%	223,78	233,58	-4%
15	154,07	164,36	-7%	217,53	224,71	-3%
16	-	-	-	199,97	198,01	1%
17	117,35	119,24	-2%	120,72	131,42	-9%
18	146,58	160,54	-10%	-	-	-
19	165,16	184,27	-12%	238,11	249,57	-5%
20	192,70	212,34	-10%	166,13	186,24	-12%
21	174,55	185,93	-7%	160,09	170,45	-6%
22	150,90	163,22	-8%	184,50	188,23	-2%
23	216,43	233,67	-8%	237,62	246,71	-4%
24	160,08	173,65	-8%	230,38	245,92	-7%
25	177,72	197,96	-11%	198,82	205,34	-3%
26	159,98	166,48	-4%	193,82	206,28	-6%
27	-	-	-	136,17	142,77	-5%
28	204,47	212,47	-4%	179,11	191,41	-7%
29	-	-	-	185,84	196,08	-6%
30	216,30	228,48	-6%	216,84	216,50	0%
31	-	-	-	189,45	186,59	2%

Fica perceptível que os dados de energia esperada são predominantemente superiores aos dados de energia medida, embora seja possível observar casos onde o cenário se reverte.

O Quadro 8 apresenta os resultados mensais de energia medida e esperada.

Quadro 8 - Valores mensais e totais de energia medida e de energia esperada. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.

	Energia [MWh]		Diferença Percentual
	Medida	Esperada	
<b>Junho</b>	4680,625	4973,001	-6%
<b>Julho</b>	5398,795	5616,249	-4%
<b>Período Total</b>	10079,42	10589,25	-5%

Comparando os resultados mensais de irradiação e de energia, torna-se perceptível que os dados de geração esperados são superiores aos medidos, mas que o comportamento inverso ocorre para a irradiação. Isto é, os dados de energia medida são superiores para dias com menores níveis de irradiação. Esta constatação permite o levantamento de duas hipóteses acerca do procedimento de análise.

A primeira hipótese remete à qualidade dos dados de energia medidos e da metodologia de filtragem. Como os dados de energia medidos por inversor não permitem a identificação de falhas em *stringboxes* ou em rastreadores, existe a possibilidade que os valores medidos de energia não correspondam aos valores presumidos, sendo apenas uma fração da potência FV considerada. Caso uma *stringbox* esteja desenergizada, por exemplo, a energia do inversor corresponde apenas à energia das demais *stringboxes*, sem apresentar nenhum tipo de indicação dos problemas. A segunda hipótese remete à qualidade dos resultados obtidos em simulação. Se os dados de irradiação esperados são inferiores aos medidos e ainda resultam em valores de energia esperados maiores que os dados medidos, fica visível que a simulação subestima as perdas reais do sistema. Muito pode ser dito acerca das perdas consideradas na simulação, mas pouco pode ser concluído com uma análise tão abrangente. Para permitir a obtenção de conclusões mais concretas, será necessário considerar a análise do sistema por inversor.

## 4.2.2 Inversor

A análise por inversor não apresentará dados de todos os inversores da usina, sendo considerados apenas 9 inversores selecionados. Os inversores considerados estão instalados em três áreas diferentes e serão identificados pelo número do inversor (de 1 a 3) associado à respectiva subestação unitária (SU). As áreas selecionadas, 6, 7 e 10, correspondem, respectivamente, às SUs 2.2, 2.3 e 3.4.

O Quadro 9 e o Quadro 10 apresentam os valores diários de energia medida em cada um dos inversores selecionados para os meses de junho e julho, respectivamente.

Quadro 9 - Valores diários de energia medida por inversor para o mês de junho.

Dia	Energia [MWh]								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	6,31	6,73	6,88	6,40	6,73	6,30	7,00	6,60	6,65
2	7,08	7,47	7,64	6,99	7,52	6,89	7,39	6,74	6,76
3	3,23	3,37	3,27	3,27	3,24	3,13	3,40	3,38	3,35
4	5,14	5,42	5,54	5,24	5,51	5,10	5,59	5,32	5,36
5	7,89	8,53	8,92	8,10	8,68	8,08	8,96	8,36	-
6	7,97	8,56	8,90	8,08	8,28	8,05	8,99	-	-
7	3,98	4,24	4,32	4,05	4,13	3,98	4,12	-	4,20
8	5,01	5,25	5,32	4,97	5,07	4,91	-	4,74	5,05
9	6,83	7,27	7,54	6,95	7,51	6,91	7,71	6,87	7,26
10	7,98	8,64	8,93	8,18	8,80	8,16	9,19	8,01	-
11	7,88	8,48	8,76	8,02	8,63	7,99	9,02	7,90	-
12	7,92	8,56	8,83	8,10	8,71	8,08	9,11	7,92	-
13	7,03	7,63	7,91	7,32	7,76	7,25	8,15	7,08	-
14	7,20	7,85	8,16	7,44	8,02	7,53	8,70	7,65	-
15	6,36	6,89	7,07	6,43	6,88	6,45	7,40	6,60	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	4,09	4,26	4,24	4,08	4,07	3,96	4,34	3,91	4,10
18	5,66	5,92	5,95	5,58	5,66	5,46	6,04	5,60	5,60
19	6,12	6,42	6,56	6,07	6,20	6,07	6,94	6,32	6,61
20	7,65	8,15	8,51	7,56	7,96	-	8,74	8,28	7,63
21	6,92	7,36	7,59	-	7,12	5,57	7,86	7,51	7,27
22	5,96	6,28	6,63	-	6,14	6,17	6,80	6,46	6,25
23	7,66	8,11	8,43	7,80	8,29	7,76	8,54	8,15	8,17
24	5,55	6,03	6,09	5,83	5,94	5,65	6,20	5,98	5,93
25	6,52	6,99	7,18	6,76	-	6,68	7,49	7,25	7,23
26	6,02	6,17	-	5,97	-	5,93	6,66	6,37	6,38
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	8,46	7,53	7,86	7,46	8,52	7,94	8,16
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	-	8,43	8,84	7,65	8,57	8,07	8,85	8,49	8,60

Por possuírem a mesma potência fotovoltaica instalada, espera-se que todos os inversores apresentem desempenhos similares, no entanto, são observadas discrepâncias em vários dias, principalmente no mês de

junho. Todos os dados não nulos apresentados nos quadros são referentes a inversores que tiveram mais de 600 pontos válidos de potência gerada, no entanto, ainda é possível observar valores de energia inferiores aos valores dos demais inversores.

Quadro 10 - Valores diários de energia medida por inversor para o mês de julho.

Dia	Energia [MWh]								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	7,13	7,03	7,18	6,52	6,89	6,62	7,24	7,13	7,01
2	7,95	8,16	8,60	7,43	8,21	7,85	8,61	8,47	8,37
3	6,95	6,96	7,22	6,35	6,95	-	7,21	7,14	7,08
4	7,70	7,53	8,19	7,28	7,98	7,97	8,17	8,05	7,98
5	8,06	8,08	8,44	7,85	8,41	8,50	8,76	8,64	8,52
6	3,65	3,75	3,66	3,58	3,56	3,65	3,69	3,64	3,56
7	2,49	2,73	2,69	2,61	2,56	2,64	2,69	2,69	2,65
8	7,51	7,80	7,66	7,83	7,69	7,83	8,16	8,06	8,02
9	6,94	7,44	7,38	7,37	7,18	7,46	7,50	7,39	7,22
10	3,33	3,55	3,51	3,40	3,34	3,43	3,49	3,48	3,43
11	4,81	4,84	4,66	4,61	4,51	4,66	4,74	4,78	4,67
12	4,55	4,64	4,53	4,47	4,37	4,57	4,91	4,90	4,84
13	5,97	5,98	5,64	5,74	5,64	5,66	5,90	5,78	5,64
14	8,13	8,23	7,81	7,91	7,74	7,92	8,04	8,02	7,90
15	7,86	7,95	7,54	7,60	7,42	7,70	7,83	7,81	7,76
16	7,49	7,48	7,11	7,24	7,10	7,16	7,19	7,17	7,10
17	7,47	7,49	7,17	7,22	7,09	7,16	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	9,37	9,45	8,55	9,08	8,88	9,00	9,18	9,17	9,04
20	6,56	6,55	6,04	6,43	6,27	6,42	6,72	6,75	6,70
21	5,71	5,76	5,26	5,53	5,43	5,51	5,77	5,77	5,69
22	6,92	6,95	6,36	6,72	6,64	6,63	6,74	6,84	6,77
23	8,74	8,79	7,92	8,41	8,27	8,41	8,44	8,65	8,54
24	8,45	8,53	7,81	8,20	7,99	8,27	8,12	8,30	8,13
25	7,28	7,32	6,71	7,02	6,86	6,98	7,06	7,11	7,09
26	7,02	7,15	6,67	6,87	6,71	6,91	6,92	7,02	7,05
27	4,99	5,01	4,81	4,81	4,72	4,77	4,79	4,87	4,85
28	6,44	6,52	6,16	6,36	6,24	6,30	6,14	6,31	6,26
29	6,76	6,84	6,34	6,66	6,51	6,63	6,71	6,73	6,57
30	7,99	7,92	7,15	7,61	7,49	7,52	7,54	7,56	7,32
31	7,13	7,13	6,46	6,87	6,68	6,75	6,58	6,57	6,41

Analisando a última quinzena de julho, torna-se perceptível que o inversor 3 da SU 2.2 possui valores de energia sistematicamente mais

baixos que os demais inversores. A parcela de energia perdida é inferior ao valor energético produzido por cada *stringbox*, permitindo concluir que a perda de energia está localizada em componentes menores do sistema, como rastreadores ou *strings*. Isso impossibilita o correto tratamento dos dados, uma vez que rastreadores em operação não ideal ainda podem produzir quantidades válidas de energia, porém muito menores do que sua plena produção. Mais observações acerca destes problemas serão feitas na Seção 4.3.

O Quadro 11 e o Quadro 12 apresentam os valores diários esperados de energia para o inversor com o carregamento especificado, bem como as diferenças percentuais entre os valores esperados e medidos de cada inversor.

Conforme constatado anteriormente, os valores medidos de energia são sistematicamente inferiores aos valores medidos, mesmo para situações onde a geração do inversor aparenta estar íntegra. Isso permite concluir que, de fato, os valores obtidos através de simulação subestimam as perdas reais do sistema.

O inversor 1 da SU 3.4 apresentou desempenho superior aos demais durante uma parcela considerável do período analisado, enquanto os demais inversores da mesma área tiveram produções de energia inferiores aos valores esperados. Os módulos FV associados ao inversor 1 encontram-se cercados por áreas de vegetação, conforme mostra a Figura 19. Essa vegetação pode contribuir para a redução da incidência de poeira nos sistemas, além de auxiliar no controle de temperatura, promovendo uma melhoria de desempenho nos módulos afetados.

Dadas as diferentes indisponibilidades entre inversores, a comparação entre valores mensais de energia medida e esperada por inversor torna-se pouco representativa para a análise. Desta forma, opta-se por prosseguir com a análise dos resultados das figuras de mérito, permitindo a observação do efeito destas diferentes indisponibilidades.

Quadro 11 - Valores diários de energia esperada para o mês de junho para os inversores selecionados e respectivas diferenças percentuais entre os valores medidos. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.

Dia	Energia Esperada [MWh]	Diferença Percentual								
		SU2.2			SU2.3			SU3.4		
		INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	6,78	-7%	-1%	1%	-6%	-1%	-8%	3%	-3%	-2%
2	7,04	1%	6%	8%	-1%	6%	-2%	5%	-4%	-4%
3	3,20	1%	5%	2%	2%	1%	-2%	6%	5%	5%
4	5,26	-2%	3%	5%	0%	5%	-3%	6%	1%	2%
5	8,72	-11%	-2%	2%	-8%	0%	-8%	3%	-4%	-
6	8,96	-12%	-5%	-1%	-11%	-8%	-11%	0%	-	-
7	3,97	0%	6%	8%	2%	4%	0%	3%	-	6%
8	5,07	-1%	3%	5%	-2%	0%	-3%	-	-7%	-1%
9	7,43	-9%	-2%	1%	-7%	1%	-8%	4%	-8%	-2%
10	8,96	-12%	-4%	0%	-9%	-2%	-10%	3%	-12%	-
11	8,69	-10%	-2%	1%	-8%	-1%	-9%	4%	-10%	-
12	8,85	-12%	-3%	0%	-9%	-2%	-10%	3%	-12%	-
13	7,98	-13%	-5%	-1%	-9%	-3%	-10%	2%	-13%	-
14	8,64	-20%	-10%	-6%	-16%	-8%	-15%	1%	-13%	-
15	7,11	-12%	-3%	-1%	-11%	-3%	-10%	4%	-8%	-
16	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	4,12	-1%	3%	3%	-1%	-1%	-4%	5%	-5%	-1%
18	5,95	-5%	-1%	0%	-7%	-5%	-9%	1%	-6%	-6%
19	6,83	-12%	-6%	-4%	-13%	-10%	-12%	2%	-8%	-3%
20	8,49	-11%	-4%	0%	-12%	-7%	-	3%	-3%	-11%
21	7,41	-7%	-1%	2%	-	-4%	-33%	6%	1%	-2%
22	6,51	-9%	-4%	2%	-	-6%	-5%	4%	-1%	-4%
23	8,37	-9%	-3%	1%	-7%	-1%	-8%	2%	-3%	-2%
24	6,22	-12%	-3%	-2%	-7%	-5%	-10%	0%	-4%	-5%
25	7,35	-13%	-5%	-2%	-9%	-	-10%	2%	-1%	-2%
26	6,42	-7%	-4%	-	-8%	-	-8%	4%	-1%	-1%
27	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	8,20	-	-	3%	-9%	-4%	-10%	4%	-3%	-1%
29	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	8,80	-	-4%	0%	-15%	-3%	-9%	1%	-4%	-2%

Quadro 12 - Valores diários de energia esperada para o mês de julho para os inversores selecionados e respectivas diferenças percentuais entre os valores medidos. Diferenças percentuais tomam os valores medidos como referência.

Dia	Energia Esperada [MWh]	Diferença Percentual								
		SU2.2			SU2.3			SU3.4		
		INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	7,25	-2%	-3%	-1%	-11%	-5%	-9%	0%	-2%	-3%
2	8,51	-7%	-4%	1%	-14%	-4%	-8%	1%	0%	-2%
3	7,26	-5%	-4%	0%	-14%	-4%	-	-1%	-2%	-3%
4	8,05	-5%	-7%	2%	-11%	-1%	-1%	1%	0%	-1%
5	8,82	-9%	-9%	-5%	-12%	-5%	-4%	-1%	-2%	-3%
6	3,49	4%	7%	5%	3%	2%	5%	5%	4%	2%
7	2,43	2%	11%	10%	7%	5%	8%	10%	10%	8%
8	8,13	-8%	-4%	-6%	-4%	-6%	-4%	0%	-1%	-1%
9	7,33	-6%	1%	1%	1%	-2%	2%	2%	1%	-2%
10	3,38	-1%	5%	3%	1%	-1%	1%	3%	3%	1%
11	4,71	2%	3%	-1%	-2%	-4%	-1%	1%	2%	-1%
12	4,53	0%	2%	0%	-1%	-4%	1%	8%	7%	6%
13	5,70	5%	5%	-1%	1%	-1%	-1%	3%	1%	-1%
14	8,08	1%	2%	-3%	-2%	-4%	-2%	-1%	-1%	-2%
15	7,77	1%	2%	-3%	-2%	-5%	-1%	1%	1%	0%
16	7,06	6%	6%	1%	2%	1%	1%	2%	2%	1%
17	8,09	-8%	-8%	-13%	-12%	-14%	-13%	-	-	-
18	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	9,26	1%	2%	-8%	-2%	-4%	-3%	-1%	-1%	-2%
20	6,92	-6%	-6%	-15%	-8%	-10%	-8%	-3%	-3%	-3%
21	5,90	-3%	-2%	-12%	-7%	-9%	-7%	-2%	-2%	-4%
22	6,72	3%	3%	-6%	0%	-1%	-1%	0%	2%	1%
23	8,53	2%	3%	-8%	-1%	-3%	-1%	-1%	1%	0%
24	8,50	-1%	0%	-9%	-4%	-6%	-3%	-5%	-2%	-5%
25	7,10	3%	3%	-6%	-1%	-4%	-2%	-1%	0%	0%
26	7,13	-2%	0%	-7%	-4%	-6%	-3%	-3%	-2%	-1%
27	4,93	1%	1%	-2%	-3%	-5%	-3%	-3%	-1%	-2%
28	6,62	-3%	-2%	-7%	-4%	-6%	-5%	-8%	-5%	-6%
29	6,78	0%	1%	-7%	-2%	-4%	-2%	-1%	-1%	-3%
30	7,49	6%	5%	-5%	2%	0%	0%	1%	1%	-2%
31	6,45	10%	10%	0%	6%	3%	4%	2%	2%	-1%

Figura 19 - Visão geral da usina com destaque para o sistema fotovoltaico conectado ao inversor 1 da SU 3.4.



Fonte: Adaptado de divulgação, ENGIE (2017).

## 4.3 DESEMPENHO

A análise dos dados de energia permite uma identificação preliminar de problemas, quando existem dados de comparação, como componentes similares ou medidas de energia esperada. No entanto, para que seja possível obter conclusões sólidas a respeito dos resultados, é necessário utilizar as figuras de mérito e analisar diretamente o desempenho do sistema.

### 4.3.1 Taxa de Desempenho

O Quadro 13 apresenta os resultados diários medidos e esperados da Taxa de Desempenho, ou PR, para a usina no período analisado, bem como sua diferença absoluta, tomando o dado medido como referência. O Quadro 15 apresenta os mesmos resultados, mas mensalmente e para o período total. Os dados apresentados são resultados diretos da metodologia descrita na Seção 3.

Torna-se perceptível que o sistema desempenha sistematicamente abaixo do esperado. No entanto, antes de explorar as causas deste efeito, é conveniente analisar o desempenho individual dos inversores selecionados.



O Quadro 15 e o Quadro 16 apresentam os resultados medidos de PR para cada um dos nove inversores das áreas 6, 7 e 10, para os meses de junho e julho, respectivamente.

Quadro 13 – Valores diários medidos e esperados de Performance Ratio para a usina. Diferenças tomam os valores medidos como referência.

Dia	Junho			Julho		
	PR Medida	PR Esperada	Diferença Absoluta	PR Medida	PR Esperada	Diferença Absoluta
1	79%	82%	-3%	81%	82%	-1%
2	84%	82%	2%	79%	81%	-2%
3	85%	83%	3%	79%	81%	-2%
4	81%	83%	-2%	80%	81%	-1%
5	78%	82%	-4%	78%	80%	-2%
6	77%	81%	-4%	88%	83%	5%
7	82%	83%	-1%	82%	82%	1%
8	82%	82%	0%	78%	82%	-4%
9	79%	81%	-2%	80%	82%	-2%
10	77%	81%	-5%	85%	83%	2%
11	77%	81%	-4%	82%	82%	0%
12	78%	81%	-4%	77%	83%	-6%
13	77%	81%	-4%	82%	82%	0%
14	73%	82%	-8%	79%	81%	-2%
15	79%	82%	-3%	79%	82%	-3%
16	-	-	-	82%	82%	0%
17	83%	83%	0%	84%	81%	3%
18	77%	84%	-7%	-	-	-
19	75%	83%	-8%	79%	81%	-2%
20	76%	82%	-6%	76%	81%	-5%
21	76%	82%	-6%	81%	81%	0%
22	76%	82%	-6%	81%	83%	-2%
23	77%	81%	-4%	79%	81%	-2%
24	78%	82%	-4%	78%	82%	-4%
25	74%	82%	-8%	78%	81%	-3%
26	79%	83%	-3%	78%	82%	-4%
27	-	-	-	79%	82%	-3%
28	79%	81%	-2%	79%	81%	-2%
29	-	-	-	77%	82%	-5%
30	79%	81%	-3%	81%	82%	0%
31	-	-	-	80%	81%	-1%

Quadro 14 - Valores mensais medidos e esperados de Performance Ratio para a usina. Diferenças tomam os valores medidos como referência.

	Performance Ratio		Diferença Absoluta
	Medida	Esperada	
<b>Junho</b>	78%	82%	-4%
<b>Julho</b>	80%	82%	-2%
<b>Período Total</b>	79%	82%	-3%

Quadro 15 - Valores medidos de PR por inversor no mês de junho.

	PR Medida								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
<b>Dia</b>	<b>INV1</b>	<b>INV2</b>	<b>INV3</b>	<b>INV1</b>	<b>INV2</b>	<b>INV3</b>	<b>INV1</b>	<b>INV2</b>	<b>INV3</b>
<b>1</b>	78%	83%	85%	79%	83%	78%	86%	81%	82%
<b>2</b>	83%	88%	90%	82%	88%	81%	87%	79%	79%
<b>3</b>	87%	90%	88%	88%	87%	84%	91%	90%	90%
<b>4</b>	79%	83%	85%	80%	84%	78%	86%	81%	82%
<b>5</b>	74%	80%	84%	76%	82%	76%	84%	79%	-
<b>6</b>	74%	80%	83%	75%	77%	75%	84%	-	-
<b>7</b>	80%	86%	87%	82%	83%	80%	83%	-	85%
<b>8</b>	80%	84%	85%	79%	81%	78%	-	76%	81%
<b>9</b>	76%	81%	84%	77%	83%	77%	86%	76%	81%
<b>10</b>	74%	80%	83%	76%	81%	76%	85%	74%	-
<b>11</b>	74%	80%	83%	76%	82%	75%	85%	75%	-
<b>12</b>	75%	81%	83%	76%	82%	76%	86%	75%	-
<b>13</b>	73%	79%	82%	76%	81%	76%	85%	74%	-
<b>14</b>	70%	77%	80%	73%	78%	74%	85%	75%	-
<b>15</b>	75%	82%	84%	76%	82%	76%	88%	78%	-
<b>16</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>17</b>	84%	87%	87%	83%	83%	81%	89%	80%	84%
<b>18</b>	80%	83%	84%	79%	80%	77%	85%	79%	79%
<b>19</b>	75%	79%	80%	74%	76%	75%	85%	78%	81%
<b>20</b>	76%	80%	84%	75%	79%	-	86%	82%	75%
<b>21</b>	76%	80%	83%	-	78%	61%	86%	82%	79%
<b>22</b>	75%	79%	83%	-	77%	78%	86%	81%	79%
<b>23</b>	76%	81%	84%	78%	83%	77%	85%	81%	81%
<b>24</b>	76%	82%	83%	80%	81%	77%	85%	82%	81%
<b>25</b>	73%	79%	81%	76%	-	75%	84%	81%	81%
<b>26</b>	77%	79%	-	77%	-	76%	85%	82%	82%
<b>27</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>28</b>	-	-	85%	76%	79%	75%	85%	80%	82%
<b>29</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>30</b>	-	79%	83%	72%	81%	76%	83%	80%	81%

Quadro 16 - Valores medidos de PR por inversor no mês de julho.

Dia	PR Medida								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	84%	83%	84%	77%	81%	78%	85%	84%	82%
2	77%	79%	84%	72%	80%	76%	84%	82%	81%
3	80%	80%	83%	73%	80%	-	83%	82%	81%
4	78%	77%	83%	74%	81%	81%	83%	82%	81%
5	76%	76%	79%	74%	79%	80%	82%	81%	80%
6	89%	91%	89%	87%	87%	89%	90%	89%	87%
7	80%	88%	87%	84%	83%	86%	87%	87%	86%
8	77%	80%	78%	80%	79%	80%	83%	82%	82%
9	78%	83%	83%	83%	81%	84%	84%	83%	81%
10	85%	90%	89%	86%	85%	87%	88%	88%	87%
11	86%	86%	83%	82%	80%	83%	84%	85%	83%
12	80%	81%	79%	78%	77%	80%	86%	86%	85%
13	87%	88%	82%	84%	83%	83%	86%	85%	82%
14	83%	84%	80%	81%	79%	81%	82%	82%	81%
15	83%	84%	79%	80%	78%	81%	82%	82%	82%
16	86%	86%	82%	83%	82%	83%	83%	83%	82%
17	85%	85%	81%	82%	80%	81%	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	83%	84%	76%	81%	79%	80%	82%	82%	80%
20	80%	80%	74%	79%	77%	79%	82%	83%	82%
21	83%	84%	77%	81%	79%	80%	84%	84%	83%
22	85%	85%	78%	82%	81%	81%	82%	84%	83%
23	84%	84%	76%	81%	79%	81%	81%	83%	82%
24	83%	83%	76%	80%	78%	81%	79%	81%	79%
25	83%	84%	77%	80%	78%	80%	81%	81%	81%
26	82%	83%	78%	80%	78%	80%	80%	82%	82%
27	84%	84%	81%	81%	79%	80%	81%	82%	82%
28	82%	83%	79%	81%	80%	80%	78%	80%	80%
29	81%	82%	76%	79%	78%	79%	80%	80%	78%
30	86%	86%	77%	82%	81%	81%	82%	82%	79%
31	87%	87%	79%	84%	82%	82%	80%	80%	78%

Os resultados de PR por inversor apresentam as mesmas características dos dados de energia, uma vez que apenas um dado de irradiação foi utilizado para representar a usina inteira.

O Quadro 17 e o Quadro 18 apresentam os valores esperados de PR para os meses de junho e julho, respectivamente, e as respectivas diferenças em relação aos valores medidos.

Quadro 17 - Valores esperados de PR por inversor e diferenças percentuais entre os valores medidos para o mês de junho. Diferenças tomam os valores medidos como referência.

Dia	PR Esperada	Diferença Absoluta								
		SU2.2			SU2.3			SU3.4		
		INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	82%	-4%	1%	3%	-3%	1%	-4%	4%	0%	0%
2	82%	1%	5%	8%	0%	6%	-1%	5%	-3%	-3%
3	83%	4%	8%	5%	5%	4%	1%	8%	8%	7%
4	83%	-4%	0%	2%	-2%	2%	-4%	3%	-1%	0%
5	82%	-8%	-2%	2%	-6%	0%	-6%	3%	-3%	-
6	81%	-6%	-1%	2%	-5%	-4%	-6%	3%	-	-
7	83%	-3%	2%	4%	-1%	0%	-3%	0%	-	2%
8	82%	-2%	2%	3%	-2%	-1%	-3%	-	-6%	-1%
9	81%	-5%	-1%	2%	-4%	2%	-5%	4%	-5%	-1%
10	81%	-7%	-1%	1%	-6%	0%	-6%	4%	-7%	-
11	81%	-7%	-1%	2%	-5%	0%	-6%	4%	-7%	-
12	81%	-7%	-1%	2%	-5%	1%	-5%	5%	-7%	-
13	81%	-8%	-2%	1%	-5%	0%	-6%	4%	-8%	-
14	82%	-11%	-5%	-2%	-9%	-3%	-8%	3%	-7%	-
15	82%	-6%	0%	2%	-5%	0%	-5%	6%	-3%	-
16	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	83%	1%	4%	4%	1%	0%	-2%	6%	-3%	1%
18	84%	-4%	0%	0%	-5%	-4%	-7%	1%	-5%	-5%
19	83%	-8%	-4%	-2%	-8%	-7%	-8%	2%	-5%	-2%
20	82%	-6%	-1%	2%	-7%	-3%	-	5%	0%	-6%
21	82%	-7%	-2%	1%	-	-4%	-21%	4%	0%	-3%
22	82%	-7%	-3%	2%	-	-5%	-4%	4%	-1%	-3%
23	81%	-5%	-1%	2%	-4%	1%	-4%	4%	0%	0%
24	82%	-6%	0%	1%	-3%	-1%	-5%	2%	-1%	-1%
25	82%	-9%	-3%	-1%	-6%	-	-7%	2%	0%	-1%
26	83%	-5%	-3%	-	-6%	-	-7%	3%	-1%	-1%
27	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	81%	-	-	3%	-6%	-3%	-7%	4%	-2%	0%
29	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	81%	-	-2%	2%	-9%	0%	-5%	2%	-1%	0%

Novamente, torna-se visível que os inversores apresentam desempenhos inferiores aos valores esperados, embora alguns inversores tenham o comportamento contrário, como os inversores 1 e 2 da SU 2.2, durante o mês de julho.

Assumindo que na última quinzena de julho todos os inversores operaram com toda a potência fotovoltaica disponível (com exceção do

inversor 3 da SU 2.2, conforme discutido na Seção 4.2.2), então torna-se possível argumentar que os dados de irradiação medidos na área 10 (SU3.4) não são inteiramente representativos para usina, tendo em vista que seletos inversores tiveram desempenhos consideravelmente superiores.

Quadro 18 - Valores esperados de PR por inversor e diferenças percentuais entre os valores medidos para o mês de julho. Diferenças tomam os valores medidos como referência.

Dia	PR Esperada	Diferença Absoluta								
		SU2.2			SU2.3			SU3.4		
		INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	82%	2%	1%	3%	-5%	-1%	-4%	3%	2%	1%
2	81%	-4%	-2%	2%	-9%	-1%	-5%	2%	1%	0%
3	81%	-1%	-1%	2%	-8%	-1%	-	2%	1%	1%
4	81%	-3%	-5%	2%	-7%	0%	0%	2%	1%	0%
5	80%	-4%	-4%	-1%	-6%	-1%	0%	2%	1%	0%
6	83%	6%	8%	6%	4%	3%	6%	6%	5%	4%
7	82%	-1%	6%	5%	3%	1%	4%	5%	5%	4%
8	82%	-5%	-2%	-4%	-2%	-4%	-2%	1%	0%	0%
9	82%	-4%	2%	1%	1%	-1%	2%	2%	1%	-1%
10	83%	1%	7%	6%	3%	1%	4%	5%	5%	4%
11	82%	4%	4%	1%	0%	-2%	1%	2%	3%	1%
12	83%	-3%	-1%	-3%	-5%	-6%	-3%	3%	3%	2%
13	82%	5%	5%	0%	2%	0%	1%	4%	2%	0%
14	81%	2%	3%	-1%	0%	-2%	0%	1%	1%	0%
15	82%	1%	2%	-2%	-2%	-4%	-1%	1%	0%	0%
16	82%	4%	4%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	0%
17	81%	4%	4%	0%	1%	-1%	0%	-	-	-
18	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	81%	3%	3%	-5%	0%	-2%	-1%	1%	1%	0%
20	81%	0%	0%	-7%	-2%	-4%	-2%	2%	2%	1%
21	81%	2%	3%	-4%	0%	-2%	-1%	3%	3%	2%
22	82%	2%	3%	-5%	0%	-1%	-1%	0%	1%	0%
23	81%	3%	3%	-5%	0%	-2%	0%	0%	2%	1%
24	81%	1%	2%	-5%	-1%	-3%	-1%	-2%	0%	-2%
25	81%	2%	2%	-5%	-1%	-3%	-2%	-1%	0%	0%
26	82%	0%	1%	-4%	-2%	-4%	-2%	-2%	0%	0%
27	82%	2%	2%	-1%	-1%	-3%	-2%	-2%	0%	-1%
28	81%	1%	2%	-2%	0%	-1%	0%	-3%	0%	-1%
29	82%	-1%	0%	-6%	-2%	-4%	-3%	-2%	-2%	-3%
30	82%	5%	4%	-4%	1%	0%	0%	0%	0%	-2%
31	81%	6%	6%	-2%	3%	0%	1%	-1%	-1%	-3%

Em relação à estação solarimétrica da área 10 (SU3.4), onde os dados de irradiância são medidos, as áreas 6 e 7 (SU2.2 e SU 2.3) estão posicionadas em distâncias superiores a 1km. Diferenças desta ordem podem apresentar diferenças na medida de irradiância incidente que resultam em diferenças na irradiação diária superiores a 20% (GARCÍA et al, 2014).

O Quadro 19 apresenta os resultados mensais de PR para os 9 inversores analisados, bem como os valores esperados de PR para os meses analisados.

Quadro 19 - Valores mensais e totais de PR medida e esperada por inversor e respectivas diferenças entre valores. Diferenças tomam os valores medidos como referência.

		PR Medida			PR Esperada	Diferença Absoluta		
		INV1	INV2	INV3		INV1	INV2	INV3
Junho	SU2.2	76%	81%	84%	82%	-6%	-1%	2%
	SU2.3	77%	81%	76%		-5%	-1%	-6%
	SU3.4	85%	79%	81%		4%	-3%	-1%
Julho	SU2.2	82%	83%	80%	82%	1%	2%	-2%
	SU2.3	80%	80%	81%		-2%	-2%	-1%
	SU3.4	83%	83%	81%		1%	1%	0%
Período	SU2.2	79%	82%	82%	82%	-2%	1%	0%
	SU2.3	79%	80%	78%		-3%	-1%	-3%
	SU3.4	84%	81%	81%		2%	-1%	0%

A análise dos dados mensais permite verificar que seletos inversores atingem os resultados esperados de desempenho, embora o desempenho global da usina seja abaixo do esperado.

#### 4.3.2 Índice de Desempenho Energético

O Quadro 20 apresenta os resultados diários obtidos com o cálculo do IDE. São apresentados, também, os valores de energia utilizados na obtenção dos resultados.

O Quadro 21 apresenta os resultados mensais de IDE e os respectivos valores de energia utilizados no cálculo.

O Quadro 22 e o Quadro 23 apresentam os resultados obtidos pelo cálculo do IDE para cada um dos 9 inversores selecionados para os meses de junho e julho, respectivamente. Os valores de energia utilizados no cálculo podem ser consultados no Quadro 9, no Quadro 10, no Quadro 11 e no Quadro 12.

Quadro 20 - Resultados diários obtidos de IDE e respectivos valores de energia medida e esperada utilizados no cálculo.

Dia	Junho			Julho		
	Energia [MWh]		IDE	Energia [MWh]		IDE
	Medida	Esperada		Medida	Esperada	
1	185,74	196,08	95%	198,37	209,61	95%
2	200,87	196,56	102%	234,52	246,01	95%
3	86,03	86,41	100%	191,90	202,52	95%
4	142,76	141,99	101%	205,04	209,68	98%
5	215,16	226,84	95%	231,13	246,21	94%
6	206,87	223,92	92%	74,73	72,26	103%
7	105,68	103,34	102%	71,47	68,21	105%
8	133,85	131,96	101%	214,24	227,31	94%
9	191,65	200,48	96%	199,06	205,08	97%
10	215,21	232,90	92%	91,06	91,56	99%
11	203,32	217,00	94%	128,64	131,92	98%
12	205,81	220,93	93%	122,51	126,74	97%
13	177,27	191,90	92%	157,25	159,34	99%
14	174,12	200,08	87%	223,78	233,58	96%
15	154,07	164,36	94%	217,53	224,71	97%
16	-	-	-	199,97	198,01	101%
17	117,35	119,24	98%	120,72	131,42	92%
18	146,58	160,54	91%	-	-	-
19	165,16	184,27	90%	238,11	249,57	95%
20	192,70	212,34	91%	166,13	186,24	89%
21	174,55	185,93	94%	160,09	170,45	94%
22	150,90	163,22	92%	184,50	188,23	98%
23	216,43	233,67	93%	237,62	246,71	96%
24	160,08	173,65	92%	230,38	245,92	94%
25	177,72	197,96	90%	198,82	205,34	97%
26	159,98	166,48	96%	193,82	206,28	94%
27	-	-	-	136,17	142,77	95%
28	204,47	212,47	96%	179,11	191,41	94%
29	-	-	-	185,84	196,08	95%
30	216,30	228,48	95%	216,84	216,50	100%
31	-	-	-	189,45	186,59	102%

Quadro 21 - Resultados mensais obtidos de IDE e respectivos valores de energia medida e esperada utilizados no cálculo.

	Energia [MWh]		IDE
	Medida	Esperada	
Junho	4680,62	4973,00	94%
Julho	5398,80	5616,25	96%
Período Total	10079,42	10589,25	95%

Quadro 22 - Resultados diários obtidos de IDE para os inversores selecionados para o mês de junho.

Dia	IDE								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	93%	99%	101%	94%	99%	93%	103%	97%	98%
2	101%	106%	109%	99%	107%	98%	105%	96%	96%
3	101%	105%	102%	102%	101%	98%	106%	106%	105%
4	98%	103%	105%	100%	105%	97%	106%	101%	102%
5	90%	98%	102%	93%	100%	93%	103%	96%	-
6	89%	96%	99%	90%	92%	90%	100%	-	-
7	100%	107%	109%	102%	104%	100%	104%	-	106%
8	99%	104%	105%	98%	100%	97%	-	93%	99%
9	92%	98%	101%	94%	101%	93%	104%	93%	98%
10	89%	96%	100%	91%	98%	91%	103%	89%	-
11	91%	98%	101%	92%	99%	92%	104%	91%	-
12	90%	97%	100%	92%	98%	91%	103%	90%	-
13	88%	96%	99%	92%	97%	91%	102%	89%	-
14	83%	91%	94%	86%	93%	87%	101%	89%	-
15	90%	97%	99%	90%	97%	91%	104%	93%	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	99%	103%	103%	99%	99%	96%	105%	95%	99%
18	95%	99%	100%	94%	95%	92%	101%	94%	94%
19	90%	94%	96%	89%	91%	89%	102%	93%	97%
20	90%	96%	100%	89%	94%	-	103%	98%	90%
21	93%	99%	102%	-	96%	75%	106%	101%	98%
22	92%	97%	102%	-	94%	95%	104%	99%	96%
23	92%	97%	101%	93%	99%	93%	102%	97%	98%
24	89%	97%	98%	94%	96%	91%	100%	96%	95%
25	89%	95%	98%	92%	-	91%	102%	99%	98%
26	94%	96%	-	93%	-	92%	104%	99%	99%
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	103%	92%	96%	91%	104%	97%	100%
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	-	96%	100%	87%	97%	92%	101%	96%	98%



Quadro 23 - Resultados diários obtidos de IDE para os inversores selecionados para o mês de julho.

Dia	IDE								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
1	98%	97%	99%	90%	95%	91%	100%	98%	97%
2	93%	96%	101%	87%	96%	92%	101%	100%	98%
3	96%	96%	100%	87%	96%	-	99%	98%	98%
4	96%	94%	102%	90%	99%	99%	101%	100%	99%
5	91%	92%	96%	89%	95%	96%	99%	98%	97%
6	105%	108%	105%	103%	102%	105%	106%	104%	102%
7	102%	112%	111%	107%	105%	109%	111%	111%	109%
8	92%	96%	94%	96%	95%	96%	100%	99%	99%
9	95%	101%	101%	101%	98%	102%	102%	101%	99%
10	99%	105%	104%	101%	99%	101%	103%	103%	101%
11	102%	103%	99%	98%	96%	99%	101%	102%	99%
12	100%	102%	100%	99%	96%	101%	108%	108%	107%
13	105%	105%	99%	101%	99%	99%	103%	101%	99%
14	101%	102%	97%	98%	96%	98%	99%	99%	98%
15	101%	102%	97%	98%	96%	99%	101%	101%	100%
16	106%	106%	101%	103%	101%	102%	102%	102%	101%
17	92%	93%	89%	89%	88%	89%	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	101%	102%	92%	98%	96%	97%	99%	99%	98%
20	95%	95%	87%	93%	91%	93%	97%	97%	97%
21	97%	98%	89%	94%	92%	93%	98%	98%	96%
22	103%	103%	95%	100%	99%	99%	100%	102%	101%
23	102%	103%	93%	99%	97%	99%	99%	101%	100%
24	99%	100%	92%	96%	94%	97%	96%	98%	96%
25	103%	103%	94%	99%	97%	98%	99%	100%	100%
26	98%	100%	94%	96%	94%	97%	97%	98%	99%
27	101%	101%	98%	97%	96%	97%	97%	99%	98%
28	97%	98%	93%	96%	94%	95%	93%	95%	95%
29	100%	101%	94%	98%	96%	98%	99%	99%	97%
30	107%	106%	96%	102%	100%	100%	101%	101%	98%
31	111%	111%	100%	107%	104%	105%	102%	102%	99%

O Quadro 24 apresenta os resultados mensais do IDE para os inversores selecionados.

Quadro 24 - Resultados mensais obtidos de IDE para os inversores selecionados.

	IDE								
	SU2.2			SU2.3			SU3.4		
	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3	INV1	INV2	INV3
Junho	92%	98%	101%	93%	98%	92%	103%	95%	98%
Julho	99%	100%	96%	96%	96%	98%	100%	100%	99%
Período	96%	99%	98%	95%	97%	95%	101%	98%	98%

Conforme já observado anteriormente, os valores medidos de energia são sistematicamente inferiores aos resultados do modelo de simulação. Essa diferença resulta em valores de IDE sistematicamente inferiores aos ao valor esperado de 100%.

Demais considerações acerca dos resultados obtidos serão apresentadas nas seções seguintes.

4.3.3 Comparação entre Metodologias

O intuito da análise empregada neste trabalho é apresentar resultados para a avaliação de desempenho utilizando duas metodologias de cálculo diferentes, de modo a verificar os resultados entregues em comparação aos resultados certificados.

Para que seja possível comparar os dados de PR com os dados de IDE, é utilizada uma fração de PR. O Quadro 25 apresenta os valores diários da fração de PR para a usina, bem como os valores diários de IDE e suas respectivas diferenças percentuais absolutas. O Quadro 26 apresenta os resultados mensais para a comparação das duas metodologias.

Dada a metodologia de análise de dados utilizada neste trabalho, fica evidente que ambas as métricas de desempenho produzem resultados muito próximos, embora os resultados de PR sejam ligeiramente superiores.

Quadro 25 - Resultados diários de IDE e de fração de PR. Diferenças tomam a fração de PR como referência.

Dia	Junho			Julho		
	IDE	Fração de PR	Diferença Absoluta	IDE	Fração de PR	Diferença Absoluta
1	95%	97%	2%	95%	98%	4%
2	102%	103%	1%	95%	97%	2%
3	100%	103%	4%	95%	98%	3%
4	101%	98%	-2%	98%	98%	1%
5	95%	95%	0%	94%	97%	3%
6	92%	96%	3%	103%	105%	2%
7	102%	99%	-4%	105%	101%	-4%
8	101%	101%	-1%	94%	95%	1%
9	96%	97%	1%	97%	97%	0%
10	92%	94%	2%	99%	102%	3%
11	94%	95%	1%	98%	100%	2%
12	93%	96%	2%	97%	93%	-4%
13	92%	94%	2%	99%	100%	2%
14	87%	90%	3%	96%	97%	2%
15	94%	97%	3%	97%	97%	0%
16	-	-	-	101%	100%	-1%
17	98%	100%	2%	92%	104%	12%
18	91%	92%	0%	-	-	-
19	90%	91%	1%	95%	97%	2%
20	91%	93%	2%	89%	94%	5%
21	94%	92%	-2%	94%	100%	6%
22	92%	92%	0%	98%	98%	0%
23	93%	95%	2%	96%	97%	1%
24	92%	95%	3%	94%	95%	2%
25	90%	91%	1%	97%	97%	0%
26	96%	96%	0%	94%	95%	1%
27	-	-	-	95%	96%	1%
28	96%	97%	1%	94%	98%	4%
29	-	-	-	95%	94%	-1%
30	95%	97%	2%	100%	100%	-1%
31	-	-	-	102%	98%	-3%

Quadro 26 - Resultados mensais de IDE e de fração de PR. Diferenças tomam a fração de PR como referência.

	IDE	Fração de PR	Diferença Absoluta
<b>Junho</b>	94,1%	95,3%	1,2%
<b>Julho</b>	96,1%	97,7%	1,6%
<b>Período Total</b>	95,2%	96,6%	1,4%

#### 4.4 RESULTADOS DE CERTIFICAÇÃO

O processo de certificação da usina FV envolve uma análise de desempenho com base em dados históricos do local. O objetivo desta análise é garantir às partes interessadas que o empreendimento pode desempenhar da maneira esperada. É através deste processo que são definidos os valores alvo para o desempenho da usina. Desta forma, para que seja possível tomar conclusões definitivas a respeito do desempenho da usina e da confiabilidade da metodologia empregada, é preciso considerar os resultados da certificação do sistema.

O Quadro 27 apresenta os valores medidos, esperados e previstos de irradiação, energia e PR para o período analisado.

Quadro 27 - Dados mensais medidos, esperados e previstos de irradiação, energia e PR para a usina.

	Irradiação [kWh/m <sup>2</sup> ]			Energia [MWh]			PR		
	Med.	Esp.	Pre.	Med.	Esp.	Pre.	Med.	Esp.	Pre.
<b>Junho</b>	184,19	181,73	151,62	4681	4973	4349	78%	82%	86%
<b>Julho</b>	196,04	192,79	178,42	5399	5616	5223	80%	82%	84%
<b>Período</b>	380,23	374,51	330,04	10079	10589	9572	79%	82%	85%

Inicialmente, observa-se que os resultados previstos de irradiação são consideravelmente inferiores aos valores reais medidos na usina, com diferenças superiores a 10%. Essa diferença é justificada pelo uso de bancos de dados que podem não corresponder precisamente às características do ano analisado.

De forma análoga aos dados de irradiação, os dados previstos de energia são inferiores aos dados medidos, apresentando diferenças de até 7% em relação aos dados medidos.

A relação entre os valores de irradiação e energia justificam os valores elevados de PR, embora estes ainda sejam demasiadamente altos, com diferenças absolutas entre os valores medidos de até 8%.

Para avaliar a confiabilidade dos dados certificados, seria necessário fazer uso dos arquivos originais utilizados no processo de certificação da usina, no entanto, devido à dificuldade de acesso de alguns destes dados e a problemas técnicos ocasionados por atualizações no PVsyst, foi impossível replicar o procedimento para obter os mesmos resultados.

Embora os resultados previstos de PR apresentados sejam referentes a dois meses do primeiro ano de operação da usina, outro valor de PR foi utilizado como valor mínimo de desempenho para o sistema. O valor adotado foi de 75,8%, que corresponde à PR média anual obtida após os primeiros 20 anos de operação do sistema (PR média garantida durante vigência do contrato), considerando à degradação associada. Desta forma, os dados medidos garantem que a usina está desempenhando acima dos valores comprometidos, no entanto, percebe-se que o cenário pode se reverter em anos futuros, devido aos efeitos de degradação associados a sistemas FV. Essa situação pode vir a acarretar em pesadas sanções financeiras para a empresa responsável pelas estimativas de energia ou para a empresa instaladora, uma vez que implica em perdas significativas por parte da contratante.

Em contrapartida, os dados medidos de energia são consideravelmente superiores aos dados previstos, permitindo indagar que a garantia de desempenho através da quantidade de energia produzida, empregando o IDE como metodologia, pode proporcionar resultados mais seguros para a empresa instaladora, responsável tipicamente por garantir o bom desempenho da usina durante os primeiros anos de operação. Conclusões mais sólidas a respeito deste tópico exigem análises mais completas, desta forma, torna-se necessário analisar a usina após, no mínimo, um ano completo de operação.

Um aspecto de extrema importância e que não foi abordado neste trabalho é a incerteza associada às diferentes etapas da análise de desempenho. Embora as incertezas de simulação sejam especificadas no processo de certificação, as incertezas associadas às etapas da análise de desempenho requerem estudos mais complexos, principalmente no que tange os processos de filtragem e de validação de dados. Recomenda-se esta abordagem para futuros trabalhos similares que possam vir a empregar esta análise.



## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma comparação entre duas metodologias de análise de desempenho (Taxa de Desempenho – PR e Índice de Desempenho Energético – IDE) para uma usina FV de 30MWp CA instalada na região nordeste do país. O intuito da comparação entre as metodologias foi fornecer insumos para que empreendedores, empresas instaladoras e entidades certificadoras possam definir a metodologia ideal para controle de desempenho de usinas FV.

Os dados analisados correspondem a um curto período de dois meses e a análise foi feita considerando a usina toda e um grupo de nove inversores instalados em três áreas diferentes da usina. Foram considerados na análise dados diários e mensais de irradiação e energia, que foram classificados em dados medidos, esperados e previstos, de acordo com nomenclatura definida pelo IDE.

Devido à falta de sinalizações a respeito da plena operação dos inversores, foram empregados filtros de dados que permitiram a identificação da operação dos inversores, mas não das *stringboxes*. Isso implica que inversores com *stringboxes* ou rastreadores não operacionais podem ter sido incluídos na análise, prejudicando os resultados finais.

Os valores esperados de irradiação apresentaram diferenças da ordem de 2% em relação aos valores medidos, mostrando que o modelo de transposição de planos utilizado na simulação apresenta uma pequena incerteza, sem afetar significativamente o resultado da análise. Apesar disso, a distância física entre o sistema de aquisição de dados solares e o sistema FV insere incertezas nas medidas que podem prejudicar ou beneficiar os resultados em sistemas de grande porte.

Os valores esperados de energia, no entanto, se apresentaram ligeiramente superiores aos valores medidos, com uma diferença total de 5%. Esta característica se apresentou de maneira geral para todos os inversores, embora tenham sido observados casos de desempenhos superiores durante todo o período. Um dos inversores é beneficiado pelo entorno de vegetação, apresentando desempenhos consideravelmente superiores aos demais inversores da mesma área, gerando até 1MWh (~ 11%) a mais por dia.

As características dos dados de energia são diretamente traduzidas para os dados de PR, cujos resultados obtidos em simulação são superiores aos dados medidos, chegando a diferenças absolutas de 3%. A comparação entre as metodologias evidenciou que a PR medida ainda é mais próxima da PR esperada do que os respectivos dados de energia. Entretanto, ambos os resultados se apresentaram sistematicamente

inferiores aos resultados ideais esperados, fazendo com que o sistema sistematicamente gere menos do que o esperado. Esta característica permite induzir que o modelo de simulação subestima as perdas reais as quais o sistema está sujeito.

Os dados de irradiação previstos são inferiores aos dados medidos, levando à indução de que os dados históricos empregados não representam adequadamente o período analisado. Contudo, a análise realizada é de apenas dois meses e não permite observar de fato tendências entre dados históricos e medidos em função do pequeno período analisado. Apesar disso, os dados previstos de energia são próximos aos dados medidos e esperados, mas ainda inferiores, sendo considerados como valores realistas para a análise. No entanto, os valores previstos de PR são consideravelmente elevados, chegando a valores superiores a 85%.

Os resultados obtidos de fração de PR e IDE são similares, com a PR sendo ligeiramente superior (~2%), no entanto, conclusões mais sólidas requerem análises mais completas, preferencialmente englobando um período de dados mais extenso.

O resultado da comparação entre as duas metodologias de análise desempenho tem resultados muito próximos, indicando que ambas podem ser consideradas na análise do empreendimento. No entanto, as sutis diferenças entre o desempenho resultante de cada metodologia são críticas para as partes interessadas, dependendo dos valores acordados. Desta forma, é preciso considerar os resultados de cada metodologia e verificar quem estará sendo favorecido e prejudicado por cada metodologia.



## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; LORENZO, E. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. **Solar Energy**. v.110, p.168-173, 2014.

BUHLER, Alexandre José. **Determinação de Parâmetros Fotovoltaicos a Partir de Ensaio de Curvas Características sem Iluminação**. 2007. 89 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.

DE GOL, D.; FESTA, R.; RATTO, C. F. **A simple expression for computing the daily extraterrestrial irradiation on a horizontal surface**. Dipartimento di Fisica, Genova, Italy, 1987.

DESCHAMPS, E. **Avaliação do desempenho de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas no nordeste brasileiro**. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2015.

DESCHAMPS, E. D. **Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

EKO. **MS-410 Pyranometer technical specifications**. 2013.

GARCÍA, M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; MARCOS, J.; PÉREZ, M. Solar irradiation and PV module temperature dispersion at a large-scale PV plant. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. v.23, p.1381-1389, 2014.

GENERAL ELECTRIC. **Prosolar central solar inverter technical specifications**. 2012.

FIRST SOLAR. **First Solar Series 4 PV Module technical specifications**. 2018

FORNIÉS, E.; NARANJO, F.; MAZO, M.; RUIZ, F. The influence of mismatch of solar cells on relative power loss of photovoltaic modules. **Solar Energy**. v.97, p.39-47, 2013.

IEC61724-3. **IEC TS 61724-3:2016-07: Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method**. 2016.

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T.; XUE, Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.21, p.481-489, 2013.

KHALID, A. M.; MITRA, I.; WARMUTH, W.; SCHACHT, V. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 65, p.1139-1158, 2016.

KURTZ, S.; RILEY, E.; NEWMILLER, J.; DIERAUF, T.; KIMBER, A.; MCKEE, J.; FLOTTEMESCH, R.; KRISHNANI, P. **Analysis of Photovoltaic System Energy Performance Evaluation Method**. NREL, Golden, CO. 2013.

LORENZO, E.; NARVARTE, L.; MUÑOZ, J. Tracking and back-tracking. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 6, v.19, p.747-753, 2011.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE. São José dos Campos - SP, 2017.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL - CRESEB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.

QASEM, H.; BETTS, T. R.; MÜLLEJANS, H.; ALBUSAIRI, H.; GOTTSCHALG, R. Dust-induced shading on photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 22, p.218-226, 2012.

RAHMAN, M. M.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A.; HASANUZZAMAN, M. Global modern monitoring systems for PV based power generation: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 82, p.4142-4158, 2018.

REICH, N. H., VAN SARK W. G. J. H. M., ALSEMA E. A.; KAN. S. Y.; SILVESTER, VAN DER HEIDE, A. S. H.; LOF, R. W.; SCHROPP, R. E. I. **Weak light performance and spectral response of different solar cell types**. 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munique. 2005.

SILVA, J. L. S; CAVALCANTE, M. M; MACHADO, R.; SILVA, M. R.; DELGADO, D. B. M. **Análise do avanço da geração distribuída no Brasil**. Departamento de Engenharia Elétrica, Instituto Federal da Bahia, 2018.

VERÍSSIMO, P. H. A. **Avaliação de uma usina solar fotovoltaica comparando diferentes topologias de sistemas de fixação utilizando duas diferentes tecnologias FV**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

VIANA, T. D. S. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

VILLALVA, M. G., GAZOLLI, J. R., **Energia solar fotovoltaica – conceitos e aplicações – sistemas isolados e conectados à rede**. São Paulo: Ed. Érica, 2012.

WATZKO, E. M. **Avaliação do desempenho de diferentes carregamentos de inversores fotovoltaicos**. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

ZORRILLA-CASANOVA, J.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; BERNAOLA-GALVÁN, P.; CARPENA, P.; MORA-LÓPEZ, L.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.21, p.790-796, 2013.



## ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR FV

GE  
Power Conversion

### ProSolar Central Solar Inverter

#### ProSolar Central Solar Inverter

The ProSolar central solar inverter is the latest development in inverters specifically designed for the solar industry. Part of GE's ongoing developments in power electronics technology, the ProSolar inverter builds on extensive experience of designing and installing over 26 GW of converters for the renewable energy industry. The installed base covers the full range of utility scale requirements, including converters to meet even very stringent grid code requirements in extreme environmental conditions.

#### 1,500 VDC capability

Solar panel technology is continually evolving to help lower the cost of energy production. The next step in this trend is the 1,500 VDC panel which, by increasing the voltage level, enables higher output power capability by up to 50% - thus decreasing system losses and balance of plant costs.

#### Features

- 1,000/1,500 VDC voltage level
- Three-level inverter for higher efficiency
- Water-cooling system for less maintenance
- Indoor/outdoor configuration for greater flexibility
- Inverter only and complete power station configuration offerings

#### Advanced grid features

GE has always been at the forefront of grid support features, and its converters are compliant with the most stringent codes in the world. Our long-term collaboration with utilities and regulatory bodies provides an understanding of utility needs that forms the basis of the advanced grid features present in the ProSolar inverter.



Our solution ensures smooth integration of power produced into the grid and manages reactive power regulation at the grid connection point, meeting all the new BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) grid requirements. This equipment can also manage battery storage.

#### Solar SCADA

Solar SCADA provides a broad set of intuitive tools for the operation and maintenance of solar plants. Our solar SCADA application is accessible from anywhere on the network. It can also be used remotely with a secure internet connection or telephone line.

To address the ever-growing security requirements in SCADA systems, user access control is integrated into the entire system and provides an audit trail of all activity. Comprehensive production and maintenance reports are available to enhance the owner's ability to drive productivity across all aspects of the plant operation.



imagination at work



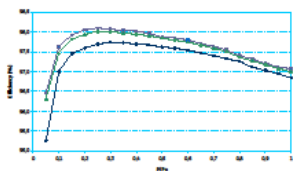
### Minimizing risk, maximizing productivity

Power Conversion services include all support for utilities and farm operators to protect assets, keep critical processes running, minimize risk and maximize productivity. We deliver original equipment spares around the world as well as repair, refurbish and upgrade customer systems with the latest

technology. We offer risk protection through performance-based contracts based on our system experience and sophisticated application calculations. Through advanced digital platforms, we deliver expert onsite and remote emergency 24/7 support, interventions and planned maintenance customized to meet unique customer requirements.

### Lower balance of system costs

The ProSolar central solar inverter allows higher voltages at panel level, offering lower balance of system costs. The three-level topology of the power electronics is based on IGBT technology. Input voltages of 1,500 V increase the output power by up to 50%. The power plant is also optimized in terms of layout, resulting in minimizing investment costs for cables, buildings, combiner boxes, fuses, inverters and transformers.



Efficiency curve

### Contact information

Brazil	+55 31 3330 5800
China	+86 21 6414 6080
France	+33 1 77 31 20 00
Germany	+49 30 7622 0
India	+91 44 4968 0000
United Kingdom	+44 1788 563 563
United States	+1 412 967 0765

### Technical data

#### Output (AC)

##### Power Range:

490 KVA-680 KVA @ 1,000 VDC

725 KVA-1,000 KVA @ 1,500 VDC

##### Operating voltage:

3 AC 270 V-375 V (+/-10%) @ 1,000 VDC

3 AC 400 V-550 V (+/-10%) @ 1,500 VDC

#### Output (DC)

##### DC MPPT:

450 V-1,100 V @ 1,000 VDC

650 V-1,300 V @ 1,500 VDC

DC voltage: 1,000 V, optional 1,500 V

Max DC current: 1,200 A

AC current distortion: <2% THD at Pnom

Frequency: 50 Hz / 60 Hz

Efficiency: >98%

Possible reactive power support: 0-1 ind. or cap.

Enclosure: IP 54, IP 65 (outdoor)

Ambient temperature: -10°C to 50°C

Optional: -25°C to 50°C

Interfaces: Ethernet, Modbus TCP



imagination at work

[www.ge-energy.com/electrifyingchange](http://www.ge-energy.com/electrifyingchange)

Copyright © 2012 General Electric Company and/or its affiliates. All rights reserved.  
GEA20038 Pro Solar Central Solar Inverter – Advanced Converter and Generator Technologies





ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FV



First Solar Series 4™  
PV Module  
ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



122.5 WATT MODULE  
EFFICIENCY OF 17.0%

INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 17 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power due to superior temperature coefficient and superior spectral response
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production



ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments
- Visit [PlantPredict.com](http://PlantPredict.com) - The only Energy Prediction Software designed for Utility Scale PV



CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and ATLAS 25+<sup>1</sup>
- IEC 61215/61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2015 and ISO 14001:2015
- UL 1703 Listed Fire Performance PV Module Type 10<sup>2</sup>
- CSI Eligible, FSEC, MCS, CEC Listed (Australia), SIL, InMetro

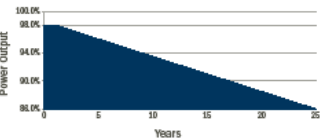


END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.



MODULE WARRANTY<sup>3</sup>



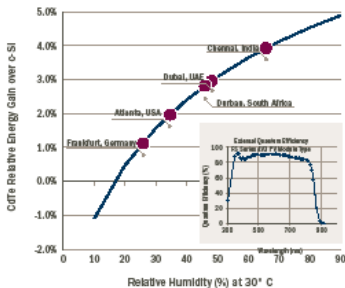
- 25-Year Linear Performance Warranty<sup>4</sup>
- 10-Year Limited Product Warranty

## FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m <sup>2</sup>
Individual Leadwire	2.5mm <sup>2</sup> , 667mm (minimum from strain relief to connector mating surface)
Connectors	MC4 or MC4-EVO 2 <sup>3</sup>
Bypass Diode	None
Cell Type	Thin-film CdTe semiconductor, up to 216 cells
Frame Material	None
Front Glass	3.2mm heat strengthened Series 4A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	3.2mm tempered
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Load Rating	2400Pa <sup>10</sup>

MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000W/m <sup>2</sup> , AM 1.5, 25°C) <sup>4</sup>							
NOMINAL VALUES		FS-4110-3 FS-4110A-3	FS-4112-3 FS-4112A-3	FS-4115-3 FS-4115A-3	FS-4117-3 FS-4117A-3	FS-4120-3 FS-4120A-3	FS-4122-3 FS-4122A-3
Nominal Power <sup>4</sup> (-Q/+5W)	P <sub>max</sub> (W)	110.0	112.5	115.0	117.5	120.0	122.5
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>max</sub> (V)	67.8	68.5	69.3	70.1	70.8	71.5
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>max</sub> (A)	1.62	1.64	1.66	1.68	1.70	1.71
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub> (V)	86.4	87.0	87.6	88.1	88.7	88.7
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub> (A)	1.82	1.83	1.83	1.83	1.84	1.85
Module Efficiency	%	15.3	15.6	16.0	16.3	16.7	17.0
Maximum System Voltage	V <sub>sys</sub> (V)	1500 <sup>7,8</sup>					
Limiting Reverse Current	I <sub>r</sub> (A)	4.0					
Maximum Series Fuse	I <sub>sp</sub> (A)	4.0					
RATINGS AT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE OF 45°C (800W/m <sup>2</sup> , 20°C air temperature, AM 1.5, 1m/s wind speed) <sup>6</sup>							
Nominal Power	P <sub>max</sub> (W)	83.2	85.1	87.0	89.0	90.8	92.7
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>max</sub> (V)	63.5	64.5	64.9	65.9	66.3	67.2
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>max</sub> (A)	1.31	1.32	1.34	1.35	1.37	1.38
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub> (V)	81.6	82.1	82.7	83.2	83.7	83.7
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub> (A)	1.47	1.47	1.48	1.48	1.48	1.49
TEMPERATURE CHARACTERISTICS							
Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85					
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	T <sub>p</sub> (P <sub>max</sub> )	-0.28%/°C (Temperature Range: 25°C to 75°C)					
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	T <sub>p</sub> (V <sub>oc</sub> )	-0.28%/°C					
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	T <sub>p</sub> (I <sub>sc</sub> )	+0.04%/°C					

### SUPERIOR SPECTRAL RESPONSE



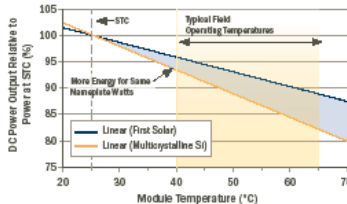
- <sup>1</sup> Device package meets Atlas 25+
- <sup>2</sup> Class A Spread of Flame / Class B Burning Brand. Roof mounted the rating is established by assessing rack and solar module as a unit
- <sup>3</sup> Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions
- <sup>4</sup> Ensures 98% rated power in first year, -0.5%/year through year 25
- <sup>5</sup> All ratings ± 10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
- <sup>6</sup> Measurement uncertainty applies
- <sup>7</sup> UL 1703 1500V Listed / UL 1703 3000V Listed
- <sup>8</sup> Application Class A for 1000V (class II), Application Class B for 1500V (class I) with MC4, Application Class A for 1500V and 1500V (class II) with MC4-EVO 2
- <sup>9</sup> Multi-Contact: MC4 (PV-KST4/PV-HBT4) or MC4-EVO 2 (PV-KST-EVO 2 / PV-HBT-EVO 2).
- <sup>10</sup> Higher load ratings can be met with additional clips or wider clips, subject to testing

#### Disclaimer

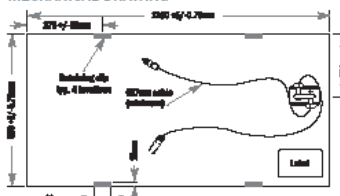
The information included in this Module DataSheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module DataSheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

### SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



### MECHANICAL DRAWING



## ANEXO C – FOLHA DE DADOS DO PIRANÔMETRO



### MS-410 Pyranometer

#### Technical Specifications

ISO 9060 First class

Double dome for lower zero offset

Balance costs and quality

ISO 17025 certified calibration

5 years warranty

The MS-410 First class pyranometer made for routine global solar radiation measurements. The MS-410 is perfectly suited for sampling 10-minute averages of the solar radiative flux in horizontal or tilted configurations. It is fully compliant with the ISO9060 "First Class" norm. The flat sensor surface, coated with a special, highly absorbing black paint, is protected by two transparent hemispheric glass domes. The MS-410 has a practical light-weight anodized aluminum housing and a stable low TC detector. These features, together with the two, high quality machined hemispheric glass domes are the key to the excellent performance characteristics of the MS-410.

The MS-410 pyranometers are manufactured in a consistent way followed by strict quality inspection and performance evaluation. EKO provides a unique calibration compliant to the international standards defined by ISO/IEC17025/9847.

	MS-410
ISO 9060:1990	First Class
Output	Analog (mV)
Response time 95%	< 18 Sec.
Zero off-set a) 200W/m²	< 6 W/m²
Zero off-set b) 5K/hr	+/- 2 W/m²
Non-stability change/1 year	+/- 1.5 %
Non-linearity at 1000W/m²	+/- 1 %
Directional response at 1000W/m²	< 20 W/m²
Spectral selectivity 0.35-1.5µm	-
Temperature response -10°C to 40°C	+/- 2 %
Tilt response at 1000W/m²	< 2 %
Sensitivity	Approx. 10 µV/W/m²
Impedance	140 Ω
Operating temperature range	-40 - 80 °C
Irradiance range	0 - 2000 W/m²
Wavelength range	285 - 3000 nm
Ingress protection IP	67
Cable length	10 m

Options	MS-410
Cable length	20 / 30 / 50 m

Specifications are subject to change without further notice.